



**BUAP**

# **B**ENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

**Facultad de Ingeniería  
Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado**

***“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE  
SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y  
CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”***

## **TESIS**

Que para obtener el grado de

**MAESTRA EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**SANDRA FABIOLA SAAVEDRA VÁZQUEZ**

Asesor de tesis:

**M.I. JUAN ANTONIO AVILA ABRAJAN**



## **Contenido**

RESUMEN .....	7
ACRÓNIMOS .....	8
CAPÍTULO 1 .....	9
1.1 Introducción .....	9
1.2 Planteamiento del Problema de investigación .....	11
1.3 Justificación.....	13
1.4. Objetivos .....	14
1.4.1 Objetivo general.....	14
1.4.2 Objetivos específicos .....	14
1.5 Hipótesis.....	14
1.6 Estado del Arte .....	14
1.6.1 Marco histórico .....	14
CAPÍTULO 2 .....	18
2.1 Marco teórico .....	18
CAPÍTULO 3 .....	29
3.1 Marco metodológico .....	29
CAPÍTULO 4 .....	2947
4.1 Caso de estudio .....	47
CAPÍTULO 5 .....	111
5.1 Conclusión.....	111
1.7 Referencias.....	113



## **ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1.1 Historial de SAIDI.....	16
Figura 1.2 Historial de SAIFI.....	17
Figura 2.1 Zonas de protección.....	20
Figura 2.2. Sistemas de secuencia positiva, negativa y 0.....	24
Figura 2.3. Diagrama de potencias del operador “a”.....	25
Figura 3.1. Circuito trifásico con falla monofásica.....	29
Figura 3.2. Circuito equivalente de falla monofásica. ....	30
Figura 3.3 Circuito de falla bifásica a tierra.....	31
Figura 3.4. Circuito final de falla bifásica a tierra.....	32
Figura 3.5. Circuito con falla bifásica.....	32
Figura 3.6. Circuito equivalente de falla bifásica.....	33
Figura 3.7. Falla trifásica.....	34
Figura 3.8. Circuito equivalente de falla trifásica.....	34
Figura 3.9. Criterio de margen mínimo de tiempo.....	44
Figura 4.1. Eventos registrados de la Subestación Zinacatepec.....	47
Figura 4.2. Diagrama unifilar de la Subestación Zinacatepec.....	48
Figura 4.3 Circuito ZIP-4010.....	49
Figura 4.4 Circuito ZIP 4010 en SIGED Web.....	50
Figura 4.5 Circuito ZIP-4020.....	51
Figura 4.6 Circuito ZIP 4020 en SIGED Web.....	52
Figura 4.7 Circuito ZIP-4030.....	53
Figura 4.8 Circuito ZIP 4030 en SIGED Web.....	54
Figura 4.9 Circuito ZIP-4040.....	55
Figura 4.10 Circuito ZIP-4040 en SIGED Web.....	55
Figura 4.11 Circuito ZIP-4050.....	56



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

Figura 4.12 Circuito ZIP-4050 en SIGED Web.....	56
Figura 4.13 Circuito ZIP-4060.....	57
Figura 4.14 Circuito ZIP 4060 en SIGED Web.....	57
Figura 4.15 Distancias entre conductores en estructura tipo TS.....	71
Figura 4.16 Sistema de estudio en ASPEN.....	73
Figura 4.17 Corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 115 kV.....	74
Figura 4.18 Corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 115 kV.....	75
Figura 4.19 Corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 13.8 kV.....	76
Figura 4.20 Corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 13.8 kV.....	77
Figura 4.21 Corriente de corto circuito en falla monofásica en el primer tramo del circuito ZIP 4010.....	78
Figura 4.22 Corriente de corto circuito en falla trifásica en el primer tramo de circuito ZIP- 4010.....	78
Figura 4.23 Corriente de corto circuito en falla monofásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.....	79
Figura 4.24 Corriente de corto circuito en falla trifásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.....	79
Figura 4.25 Curvas normalmente inversas para relé ABB.....	83
Figura 4.26 Ajustes de relé 51 H 72010.....	89
Figura 4.27 Protecciones asociadas a interruptor ZIP-42010.....	89
Figura 4.28 Ajustes de 51 NT.....	90
Figura 4.29 Ajustes de 51 N.....	90
Figura 4.30 Ajustes de 51 F en ZIP-42010.....	91
Figura 4.31 Ajustes de 51 N en alimentador.....	91
Figura 4.32 Ajustes de 51 F en alimentador.....	92
Figura 4.33 Ajustes de restaurador.....	92



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

Figura 4.34 Falla monofásica en bus de 13.8 kV.....	93
Figura 4.35 Falla trifásica en el bus de 13.8 kV.....	94
Figura 4.36 Falla monofásica en circuito ZIP-4010.....	95
Figura 4.37 Falla trifásica en circuito ZIP-4010.....	96
Figura 4.38 Falla monofásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.....	97
Figura 4.39 Falla trifásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.....	98
Figura 4.40 Curvas de protección 50/51 F en ZIP-4010.....	99
Figura 4.41 Curvas de protección 50/51 N en ZIP-4010.....	100
Figura 4.42 Reporte de falla del 21 de febrero de 2019.....	101
Figura 4.43 Detalle de reporte de falla del 21 de febrero de 2019.....	102
Figura 4.44 Circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 Y ZIP-4060.....	103
Figura 4.45 Falla simultánea en circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 y ZIP-4060.....	104
Figura 4.46 Falla en el circuito ZIP-4030.....	105
Figura 4.47 Detalle de falla en el circuito ZIP-4030.....	106
Figura 4.48 Falla monofásica en el circuito ZIP-4030.....	107
Figura 4.49 Falla monofásica al 50% en el circuito ZIP-4030.....	108
Figura 4.50 Falla en el circuito ZIP-4060.....	109
Figura 4.51 Detalles de falla en el circuito ZIP-4060.....	109
Figura 4.52 Falla monofásica en el circuito ZIP-4060.....	110



## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1.1 Fallas en la DDCOR.....	12
Tabla 2.1 Números estandarizados ANSI/IEEE.....	21
Tabla 2.2. Tipos de fallas.....	28
Tabla 2.3. Probabilidad de ocurrencia de fallas.....	28
Tabla 4.1 Características del transformador de potencia ZIP T1.....	47
Tabla 4.2 Datos detallados de circuito ZIP-4010.....	58
Tabla 4.3 Datos detallados de circuito ZIP-4020.....	59
Tabla 4.4 Datos detallados de circuito ZIP-4030.....	61
Tabla 4.5 Datos detallados de circuito ZIP-4040.....	63
Tabla 4.6 Datos detallados de circuito ZIP-4050.....	66
Tabla 4.7 Datos detallados de circuito ZIP-4060.....	68
Tabla 4.8 Distancias entre conductores en estructura TS.....	71
Tabla 4.9 Características de relevadores de protección.....	80
Tabla 4.10 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4010.....	80
Tabla 4.11 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4020.....	80
Tabla 4.12 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4030.....	81
Tabla 4.13 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4040.....	81
Tabla 4.14 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4050.....	81
Tabla 4.15 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4060.....	81
Tabla 4.16 Ecuaciones normalizadas que definen diferentes características de operación tiempo-corriente.....	84
Tabla 4.17 Resumen de niveles de corrientes de corto circuito.....	88



## RESUMEN

En este proyecto de tesis se analiza una lógica de disparo en la coordinación de protecciones en Subestaciones de Distribución al presentarse una fallas simultáneas, debido a que, con el crecimiento de las Redes Generales de Distribución y el constante aumento de la demanda de energía por el incremento de clientes en los últimos años, se requiere mejorar y actualizar tanto los dispositivos utilizados para proteger equipos primarios como el análisis de coordinación que se implementan para protección de los mismos. Los sistemas de protección evolucionan constantemente e implican un estudio detallado para liberar fallas y limitar cualquier daño a los equipos primarios de Distribución ya sea por fallas eléctricas térmicas, mecánicas o de aislamiento. Al evitar disparos simultáneos entre un transformador de potencia y los circuitos de Distribución implica menor exposición de equipos eléctricos a corrientes de corto circuito, así como evitar sobrecargar otros equipos cuando se transfiere carga por respaldo ante la salida de banco en Subestaciones y primordialmente comprende la disminución de interrupciones en la RGD, menor tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico, no dejando de vender energía eléctrica a los clientes de CFE debido a salidas innecesarias, logrando cumplir notablemente con los parámetros del índice SAIDI dentro de las metas establecidas, ya que hasta la fecha este tipo de eventos es lo que más minutos aporta a dicho indicador debido a la cantidad de clientes que se ven afectados. Aunado a esto el índice SAIFI y CAIDI que representa la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta y la duración promedio de interrupción por usuario, respectivamente, en un periodo determinado, se calculan derivado de fallas o libranzas en las RGD, subestaciones o circuitos de media tensión, y tiene el objetivo de evaluar la eficacia en la operación y mantenimiento de las RGD. Por lo tanto, al resolver los disparos simultáneos entre Transformadores de Potencia y Circuitos de Distribución se contribuye al cumplimiento de los índices internacionales establecidos por la CRE y se mejora la continuidad del servicio de energía y se cuenta con un adecuado método de coordinación confiable, rápido, sensible, simple y selectivo para las protecciones de Subestaciones y Circuitos de Distribución.



## ACRÓNIMOS

CAIDI	Custom Average Interruption Duration Index
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DDCOR	División de Distribución Centro Oriente
MVA	Mega Volts Amperes
RGD	Red General de Distribución
RNT	Red Nacional Transmisión
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SB	Salida de Banco
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SFL	Salida de Falla de Línea
ZIP	Zinacatepec





## CAPÍTULO 1

### 1.1 Introducción

La implementación de la nueva Reforma Energética requirió la emisión de un nuevo marco jurídico el cual se generó a partir de las modificaciones a la Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, principalmente a los artículos 25, 27 y 28, las respectivas leyes secundarias como la ley de la industria eléctrica y la ley de la Comisión Federal de Electricidad, así como sus reglamentos, decretos y demás acuerdos se publicaron en el Diario Oficial de la Federación para la transición hacia empresas subsidiarias del estado y su forma de operar en el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista. Dentro de esta nueva legislación se constituye a la CRE como uno de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética quien establece que “la evaluación de los criterios para los Distribuidores se basará en los Índices de Calidad y Continuidad, los cuales deberán considerar las interrupciones producto directamente de las actividades enfocadas en la operación y mantenimiento de las Redes Generales de Distribución” [1], dentro de los índices de Continuidad de la energía se encuentra el Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el Sistema de Distribución (SAIFI), el Índice de duración promedio de las interrupciones a los usuarios finales (CAIDI) y el Índice de la duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI), siendo este último el más afectado al presentarse las salidas de bancos en Subestaciones de Distribución.

El SAIDI correspondiente a las RGD, se evalúa contabilizando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración, y considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor y a casos fortuitos o de fuerza mayor que hayan ocasionado fallas en cualquier punto del sistema. De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el SAIDI correspondiente a las RGD debe ser menor a 50 minutos promedio anual a nivel nacional, para las causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento del Distribuidor y por otro lado, para el SAIDI total se consideran tanto las causas atribuibles a la operación de la RGD, como los casos fortuitos o de fuerza mayor, es decir aunque sea causa ajena a CFE, se contabilizan todos los minutos interrumpidos y estos no deberán exceder de 108 minutos promedio anual, incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional.

El índice SAIFI representa la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta en un periodo determinado derivado de fallas o libranzas en las RGD, subestaciones o circuitos de media tensión, y tiene el objetivo de evaluar la eficacia en la operación y mantenimiento de las RGD. El SAIFI al igual que el SAIDI se evalúa considerando interrupciones superiores a cinco minutos. Asimismo, la evaluación del índice considera las causas atribuibles al proceso de operación de las RGD, en cuyo caso el SAIFI no debe ser mayor a 0.94 interrupciones en promedio anual por usuario final a nivel



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

nacional, sin tomar en cuenta las causas atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor. El SAIFI total, considerando causas atribuibles a la operación y a casos fortuitos o de fuerza mayor, no deberá exceder de 1.52 interrupciones promedio anual por usuario final incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional.

El CAIDI que es el índice de duración promedio de interrupciones a los usuarios finales ante falla de un elemento de las RGD se calcula como los dos índices anteriores considerando las interrupciones superiores a cinco minutos. El CAIDI para las causas atribuibles a operación o mantenimiento debe ser menor a 53 minutos anuales a nivel nacional, mientras que el CAIDI considerando causas asociadas a la operación más las causas de caso fortuito o de fuerza mayor, tiene un valor mínimo de referencia de 70.93 minutos en promedio al año, de conformidad con las Disposiciones de la RNT y de las RGD [11].

Los índices SFL, SB y LE, pertenecen al departamento de Subestaciones y Protecciones, respectivamente, el SFL se refiere a las Salidas por Falla de Líneas, SB a la Salida de Bancos y LE al libramiento de eventos correctos o incorrectos de las protecciones eléctricas de cada equipo al presentarse una falla.

Gracias a estos índices internacionales y los que se manejan de manera interna en la Subgerencia de Operación y Mantenimiento, es como se establecen metas anuales que se deben cumplir grupalmente y a su vez mantiene a los Sistemas Eléctricos funcionales y sostenibles buscando siempre la mejora continua del servicio que se proporciona a todos los clientes de la empresa.

Un "Sistema Eléctrico de Potencia" es el conjunto de Centrales Generadoras, Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas, así como los mecanismos de Control, Medición y Distribución, que tienen por objeto generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los centros de consumo. Integrarlos en un solo SEP proporciona máxima disponibilidad y mínimas pérdidas de acuerdo con límites especificados de frecuencia, voltaje y corriente, tomando en cuenta la seguridad y aspectos ambientales [8]. La ingeniería de sistemas de potencia está relacionada con los principios de diseño y operación para detectar condiciones anormales en el sistema eléctrico e iniciar acciones correctivas tan pronto como sea posible para regresar el sistema de potencia a su estado normal [2]. La finalidad de proteger un sistema eléctrico, así como todos los equipos que lo conforman es minimizar los efectos de las fallas sobre cada componente del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación de protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínimas de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.



Una Subestación de Distribución es una de las partes que forman el Sistema Eléctrico de Potencia su función puede ser la de aumentar o disminuir los niveles de tensión o bien simplemente modificar el arreglo de dicho sistema para dar paso a la distribución de energía a los clientes de CFE, su equipo más importante desde el punto de vista económico es el transformador de potencia, el cual tiene la capacidad de alimentar varios Circuitos de Distribución, ya disminuido el nivel de tensión.

## **1.2 Planteamiento del Problema de investigación**

La Comisión Federal de Electricidad, División de Distribución Centro Oriente (DDCOR) cuenta con una Red General de Distribución compleja y tiene un total de 109 Subestaciones y 10 Zonas de Distribución denominadas Tlaxcala, Tehuacán, Matamoros, San Martín, Tecamachalco, Puebla Poniente, Puebla Oriente, Pachuca, Tulancingo y Tula; que alimentan los circuitos de la red, con el fin de suministrar energía eléctrica a 3 168 074 clientes promedio en los estados de Puebla, Tlaxcala e Hidalgo, esta red eléctrica crece de acuerdo a su demanda, lo que implica cambios constantes en la topología de la red y por consecuencia obliga a actualizar tanto las bases de datos que contienen los parámetros de la red y uno de los cambios importantes son los ajustes de protecciones eléctricas asociadas a los equipos que se ven involucrados, estos cambios o actualizaciones son necesarios para evitar los disparos erróneos de los circuitos que conforman la red [3]. Todo lo anterior debe cumplir con la normatividad externa e interna aplicable a CFE para todos trabajos realizados en lo equipos de la DDCOR.

En los meses de enero a diciembre de 2019 se han presentado 20 salidas de banco en las Zonas de Distribución Puebla Poniente, Puebla Oriente, Tehuacán, Matamoros, San Martín, Tecamachalco, Tula y Pachuca, a continuación se muestra una tabla con los datos principales de cada evento:



## “ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”

No.	FECHA	ZONA	SUBSTACIÓN	EQUIPOS INVOLUCRADOS	PROTECCIÓN OPERADA	CORRIENTES DE FALLA	HORA INICIAL	HORA FINAL	CAUSA	SAIDI (minutos)	SAIFI (Interrupciones)	CADI	SFI	LE	ACCIONES CORRECTIVAS
1	06/06/2019	San Martín	MAR - San Martín	Interrupción MAR-4200	51BT	Ia=471, Ib=491.6, Ic=918.4, In=58A.	21:27:21	21:38:31	Falla entre fase y tierra por fallas nocivas en cuchillas 42011	0	0	0			Se libera MAR-T1 y MAR-7200, para cambiar cuchillas dañadas
2	05/07/2019	Matamoros	ATC - Atlitico II	ATC-4200 y ATC-4020	51 BT 50/51	Ia=194, Ib=195, Ic=2059, In=1809A.	04:19:34	04:20	No disparo del ATC-4020 debido a falla en el motor que carga los resortes, actual ACT-4200 como respaldo.	0	0	0			Ajustes y calibración de carga de resortes y limpieza de mecanismos
3	11/01/2019	Matamoros	ATC - Atlitico II	ATC-4200 y ATC-4020	51BT		12:48:00	12:50	No acepta la configuración In=1 a In=5	0	0	0			Se regresan los ajustes de ATC-4020 a valores nominales secundarios de 1 A, se reporta al fabricante.
4	12/04/2019	Matamoros	ACA - Acatlán	ZM-7330, TP-7310, HP-7550	21L		14:25:00	14:34:18	Ruptura del conector apata que interconecta la cuchilla ACA-73521 con el interruptor de la fase B ocasionando un arco eléctrico que asu vez conlleva a la fase C.	0.256	0.043	0.0796875			Se reemplaza conector dañado
5	03/06/2019	Puebla Oriente	AMZ - Amozoc II	AMZ-4200 y AMZ-4020	51NL	Ia=553.5, Ib=483, Ic=1602.5, In=1239A. Ia=277A, Ib=495A, Ic=4472A	18:40:00	18:28:35	Méj ajuste de corriente de pick-up de la protección 51N en los relevadores de AMZ-4020, AMZ-4020, AMZ-4030 y AMZ-4040, debiam ser 120 A primarios y estaba ajustado a 60 A.	0.047					Revisión y modificación de ajuste a la corriente de pick up
6	21/04/2019	Puebla Oriente	GAN - Guadalupe Anasco	GAN-7200 y GAN-4200	86TY 87T	Ia=246A, Ib=238.2, Ic=42.9A (lado 115 KV), Ia=481.2, Ib=504.4A, Ic=511.2A, In=2371.2 A (lado 13.8 KV).	11:08:54	11:09	Error de ajuste de protección correspondiente al ajuste de compensación de las corrientes de secuencia 0						Revisión a los equipos y se realizan pruebas
7	04/09/2019	Pachuca	APA - Apasco	APA T5 Barras de 85 KV y elementos asociados	65TY 83B		23:47:00	23:47:00	Filtración de agua en gabinete auxiliar del APA T5						Revisar el correcto sellado de los gabinetes auxiliares y revisar ajustes de protecciones del banco APA T5
8	08/07/2019	Pachuca	PZG - Pozo grande	PZG-4010 y AMN-500	50P	Ia=1278 A, Ib=975A, Ic=1188, In=66 A. Ia=544A, Ib=505.7, Ic=2587, In=2008A.	15:07:25	16:01	Daño interno del transformador de potencia PZG-T1						Se realizan pruebas eléctricas al transformador
9	29/04/2019	Pachuca	TIZ - Tizayuca	TIZ T02	86XY 63TP Interrupción s TIZ-9020		10:54:36	16:48:58	Aire atrapado dentro de los radiadores que con la operación del sistema de enfriamiento fue extralado y alojado en la valvula Buchholz						Se realizan pruebas completas al TIZ T02
10	10/04/2019	Puebla Poniente	PSF - Puebla uno S16	PSF-7380 PSF-7900 PSF-50015	86T	Ia=388.64, Ib=42.44, Ic=467.24 e In=0.35 A. Ia=408.18, Ib=686.77, Ic=533.29, In=1288A.	23:24:59	23:24:59	Fauna ligero sobre equipo PSF T1						Se realizan pruebas completas al PSF T1
11	17/01/2019	Puebla Poniente	NOR - Norte	NOR-50010 NOR-50200 NOR-72010	51ATV 51BT		15:05:02	15:05:02	Fase B de cuchillas NOR 55126 (emal) no abre correctamente provocando un arco eléctrico sostenido al devolver licencia sobre NOR T1						No habilitar nuevamente la cuchillas NOR 55126
12	02/06/2019	Tehuacán	ZIP - Zimacatepec	ZIP-T1 ZIP-72010 ZIP-42010	87T		09:09:26	09:11	Ajustes erróneos en el relevador de interruptores ZIP-4200 y ZIP-4000, los relevadores tenían valores de fábrica						Pruebas de operación a relevadores de banco y circuitos
13	15/06/2019	Tehuacán	ZIP - Zimacatepec	ZIP-T1 ZIP-72010 ZIP-42010	87T		11:19:28	11:19:28	Falla monofásica en la red de MT						Se deshabilita la protección 87T y se verifican ajustes de relevadores de banco
14	21/02/2019	Tehuacán	ZIP - Zimacatepec	ZIP-72010	51H		18:59:59	19:01:29	Sobrecarga en la fase B del banco ZIP-T1						Inspección de las condiciones operativas del banco de potencia ZIP-T1 y THN-T3
15	17/04/2019	Tlaxcala	PPL - Papalotla	PPL-7200, PPL-7200 PPL-7370	87B		10:38:28	10:54	Falla incorrecta de la protección						Se revisa el alambrado de las series de protección diferencial de TCs que alimentan a la protección de barras y se verifica el faseo
16	21/07/2019	Tlaxiengo	CRM - El Carmen	CRM-T1	51H		08:01:20	08:06:11	Falla simultánea sobre circuitos CRM-500 y CRM-5100						Ajuste de protecciones
17	01/04/2020	Tezamalco	ERZ - Esperanza	AMZ-7360-ERZ PBL-73670 THN-73270 ERZ-7370	21F		07:27:00	21:48	Punto caliente en conductor y empalme de fase C de la línea AMZ-7360-ERZ. Generando disparos en líneas cercanas debido a ajustes erróneos	0.2815					Se realizan trabajos para corregir falla en línea y se revisan ajustes de protección de todo lo equipos que dispararon debido a esa falla
18	01/07/2019	Tezamalco	ACZ - Acaxingo	ACZ-T1 ACZ-73550	21Z1		10:00:38	10:00:38	Error de maniobra debido a no tener etiquetado correcto de cuchillas	0	0	0			Se corrigieron las etiquetas de equipos
19	15/03/2019	Tezamalco	LIB - Libres	LIB-T1	87T		09:51:03	17:05	Fauna sobre bujilla X2 del transformador, falta protección de LIB-72010 y actual protecciones secundarias AZ-73100 y HM-73370-LIB	7.7166	0.11	70.179			Se corrigió la falla en el banco y se revisan los ajustes de protecciones de equipos disparados
20	17/07/2019	Tula	STU - Santiago Tlaxiela	STU-72020			11:15:00	11:17	El personal del CCD debe por error el interruptor STU-72020	0	0	0			Se realiza cierre de interruptor

Tabla 1.1 Fallas en la DDCOR.



Todas estas fallas que se originaron en los diferentes puntos del Sistemas Eléctrico, representan un determinado tiempo de interrupción en el suministro de energía eléctrica y afectan directamente los índices de continuidad que establece y revisa la CRE, así como los índices internos SB, SFL y LE. La causa principal son los disparos simultáneos entre el transformador de potencia y los circuitos de distribución; son el resultado de fallas que se presentan en los circuitos de distribución y que por malos ajustes de protecciones o falta de actualización de los mismos no se libran correctamente ocasionando que el disparo de los interruptores del transformador de potencia de las Subestaciones, o bien fallas en bancos y al no operar adecuadamente las protecciones principales, la de respaldo actúan librando equipos cercanos incluyendo líneas de alta tensión, hasta la fecha no se ha realizado estudios para la prevención de disparos simultáneos ya que se tiene registros de eventos en los mismos equipos pero diferentes fechas volviéndose repetitivos, incluso afectan más equipos debido a la demanda de energía que diariamente incrementa en las RGD.

### **1.3 Justificación**

La ingeniería de sistemas de potencia se encarga de detectar condiciones anormales en un sistema eléctrico para tomar acciones de corrección en el sistema y normalizarlo lo antes posible.

Generalmente un sistema se protege contra corto circuitos para minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación de protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínimas de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

Con el análisis de una lógica adecuada en los relevadores de sobrecorriente para la coordinación de protecciones en las subestaciones de distribución se podría proponer una lógica para analizar los disparos simultáneos entre los transformadores de potencia y los circuitos de distribución, se evitan los disparos simultáneos entre el transformador de potencia y los circuitos de distribución lo que implica menor exposición de los equipos eléctrico ante corrientes de corto circuito, así como evitar sobrecargar otros equipos cuando se transfiere carga por respaldo ante la salida de banco en Subestaciones y primordialmente comprende la disminución de interrupciones en la RGD, menor tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico evitando dejar sin consumo de energía eléctrica a los clientes de CFE debido a salidas innecesarias logrando cumplir notablemente con los parámetros del índice SAIDI dentro de las metas establecidas, ya que hasta la fecha este tipo de eventos es lo que más minutos aporta debido a la cantidad de clientes que se ven afectados.



## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Proponer una lógica en los relevadores de sobrecorriente en la coordinación de protecciones en Subestaciones de Distribución para resolver disparos simultáneos entre Transformadores de Potencia y Circuitos de Distribución.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Analizar los disparos simultáneos en las Subestaciones de Distribución de la DDCOR.
- Revisar ajustes de protecciones de equipos con eventos de disparos simultáneos.
- Proponer una lógica en los relevadores de sobrecorriente en la coordinación de protecciones que cumpla con las necesidades.

## **1.5 Hipótesis**

Al disminuir las fallas por salidas de banco contando con un esquema de protección, confiable, rápido, sensible, simple y selectivo para Subestaciones de Distribución, se disminuye significativamente el tiempo de interrupción a los clientes, así como servicios interrumpidos, lo que implica un aporte económico al incrementar el consumo de energía eléctrica.

## **1.6 Estado del Arte**

En los meses de enero a junio de 2019 se han presentado 13 salidas de banco en las Zonas de Distribución Puebla Poniente, Puebla Oriente, Tehuacán, Matamoros, San Martín, Tecamachalco y Pachuca, lo cual representa tiempo de interrupción en el suministro de energía eléctrica y afecta directamente los índices de continuidad que establece y revisa continuamente la CRE. La causa principal son los disparos simultáneos en circuitos de media tensión y transformadores de potencia.

### **1.6.1 Marco histórico**

Hasta hace más de 6 años antes de la llamada “Reforma Energética” la CFE constituía un modelo de monopolio natural en México debido a que era la única empresa dedicada a generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en todo el país.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión.

La Comisión Federal de Electricidad tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario. En la ejecución de su objeto, la Comisión Federal de Electricidad deberá actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad, y responsabilidad social y ambiental, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad para minimizar los costos de la industria eléctrica en beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional. Asimismo, la Comisión Federal de Electricidad garantizará el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, la operación eficiente del sector eléctrico y la competencia [9].

Anteriormente en la DDCOR el índice utilizado para contabilizar el tiempo de interrupción por usuario como su nombre lo dice era el TIU, en el cual se toman en cuenta todas las interrupciones mayores a 1 minuto y ahora es sustituido por el SAIDI que considera fallas con duración mayor a 5 minutos y se describe más adelante. Debido a la separación de empresas productivas, CFE Distribución es responsable únicamente de los equipos con voltajes menores a 69 kV, tal como lo dice indica el Código de Red en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, aunque CFE Distribución sigue dando mantenimiento a los equipos pertenecientes a CFE Transmisión mediante contratos de prestación de servicios.

A noviembre de 2019, se tuvo un resultado del índice de duración promedio de interrupciones en el sistema (SAIDI) total de Distribución de 32.28 minutos.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

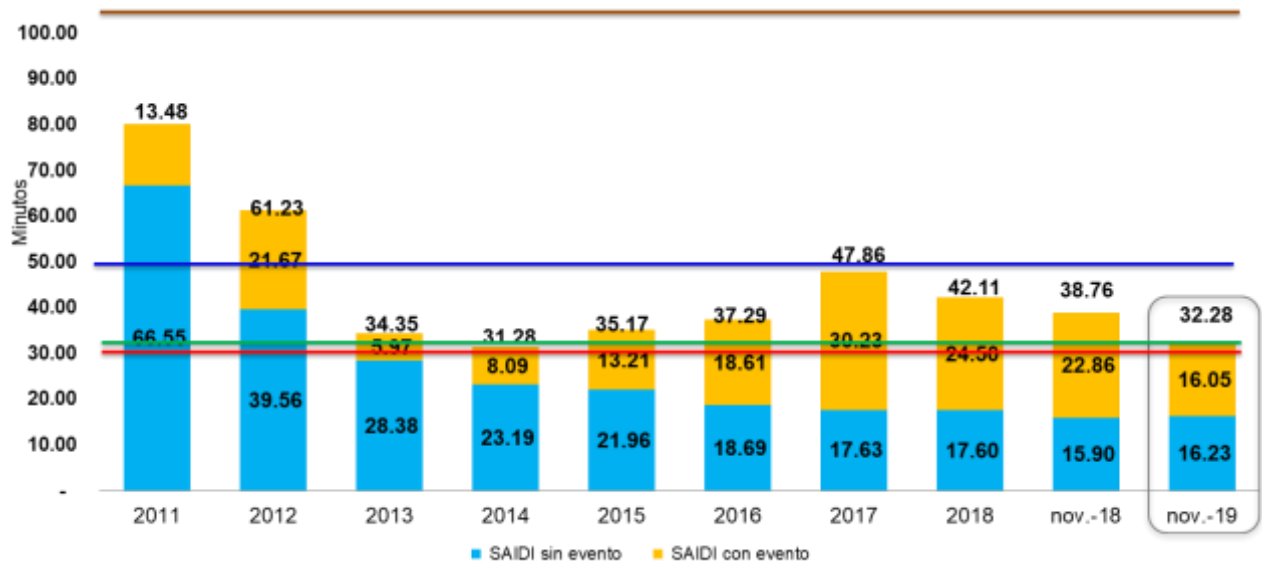


Figura 1.1 Historial de SAIDI

- 30.1 minutos de referencia para el SAIDI sin eventos que corresponde al valor del primer cuartil de 12 países que forman parte del Council of European Energy Regulators (CEER) y de la OCDE que reportaron del año 2009 al 2013.
- 32.6 minutos de referencia para el SAIDI con eventos que corresponde al valor del primer cuartil de 12 países que forman parte del Council of European Energy Regulators (CEER) y de la OCDE que reportaron del año 2009 al 2013.
- 50 minutos de referencia para el SAIDI sin eventos que corresponde al valor que esta publicado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- 108 minutos de referencia para el SAIDI con eventos que corresponde al valor que esta publicado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

A noviembre de 2019, se tuvo un resultado del índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema (SAIFI) total de Distribución de 0.46.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

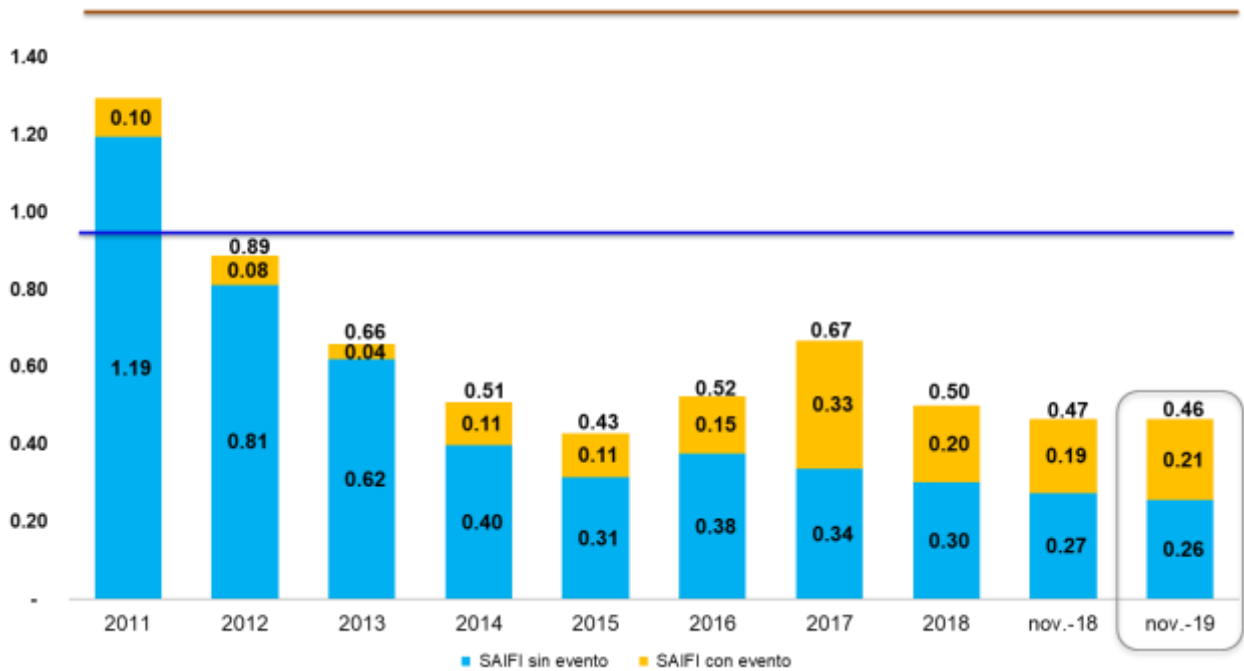


Figura 1.2 Historial de SAIFI

— 0.94 referencia para el SAIFI sin eventos que corresponde al valor que esta publicado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

— 1.52 referencia para el SAIFI con eventos que corresponde al valor que esta publicado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).



## CAPÍTULO 2

### 2.1 Marco teórico

La protección con relevadores es la rama de la ingeniería de sistemas de potencia relacionada con los principios de diseño y operación para detectar condiciones anormales en el sistema eléctrico e inicia acciones correctivas tan pronto como sea posible para regresar el sistema de potencia a su estado normal [2].

Los relevadores se clasifican por:

1. Función
  - Relevadores de protección
  - Relevadores de regulación
  - Relevadores de sincronización
  - Relevadores de monitoreo
  - Relevadores auxiliares
2. Señal de entrada
  - Corriente
  - Voltaje
  - Potencia
  - Presión
  - Frecuencia
  - Flujo
  - Temperatura
3. Principio de operación
  - Electromecánicos
  - Estado sólido
  - Componentes semiconductores
  - Circuitos integrados
4. Característica de funcionamiento
  - Sobrecorriente instantánea
  - Sobrecorriente de tiempo inverso
  - Sobrecorriente direccional
  - Distancia
  - Diferencial
  - Voltaje



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

---

- Potencia
- Comparación direccional
- Comparación de fase
- Alta y baja velocidad
- Fase o tierra

La finalidad de proteger un sistema contra corrientes de corto circuito es minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación de protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corriente mínima de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

Lo anterior se logra gracias a las características con que deben cumplir los relevadores, que a continuación se describen:

- **CONFIABILIDAD:** Implica dos aspectos; dependibilidad y Seguridad. La dependibilidad es el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores operen correctamente cuando sea requerido y la seguridad es el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores opere correctamente, es decir, que tenga habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o para fallas fuera de su zona de operación designada.
- **RAPIDEZ:** Tiempo de respuesta ante las fallas, segundos o milisegundos. Deben ser lo suficientemente rápidos para evitar daños al equipo o disturbios al sistema
- **ECONOMÍA:** Tener máxima protección a un mínimo costo. Es muy deseable que el costo de los equipos de protección sea bajo, para obtener máxima protección con un mínimo precio. Sin embargo, un bajo costo inicial puede representar un incremento económico a largo plazo, debido a que los costos por equipo de protección pueden parecer elevados si se consideran aislados, pero si se comparan con los costos de los equipos primarios protegidos se puede ver la justificación, ya que un ahorro inicial en el equipo de protección puede representar altos costos posteriores por reparaciones del equipo primario no protegido adecuadamente.
- **SIMPLICIDAD:** Un relevador debe ser tan simple y sencillo como sea posible para cumplir con su función. Es decir, el relevador no debe contener elementos innecesarios, ya que cada elemento adicional representa una fuente potencial de



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

problemas además de incrementar el tiempo de mantenimiento. Los problemas en un esquema de protección, más que en cualquier otro elemento, pueden traer graves consecuencias en un sistema de potencia.

- **SELECTIVIDAD:** Deben ser capaces de detectar y desconectar solo la parte fallada del sistema. La selectividad se logra al establecer o definir las zonas de operación.
- **SENSIBILIDAD:** Deben ser capaces de detectar fallas de baja aportación de corriente o el parámetro para el cual estén ajustados [8].

El requisito de seguridad, mediante el cual se trata de garantizar que un esquema de protección no opere para fallas para las que no fue diseñado que operara, se define en términos de zonas de protección que son regiones del sistema de potencia para las cuales el esquema debe operar. El relevador será considerado seguro si responde solamente a fallas que ocurran dentro de su zona de protección.

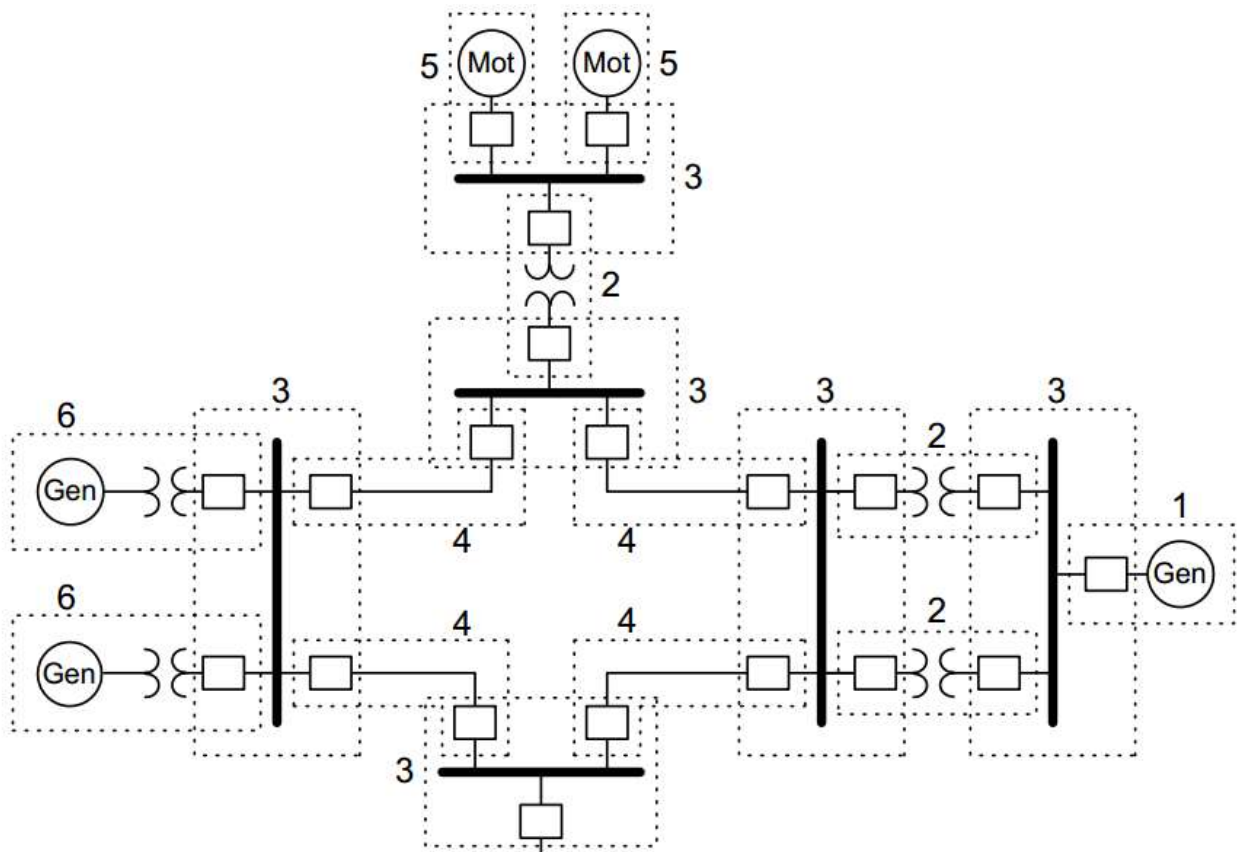


Figura 2.1 Zonas de protección.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

Los sistemas de potencia están divididos en zonas de protección, tal como se muestra en la figura 1, en las regiones siguientes:

1. Zona de protección del generador
2. Zona de protección del transformador
3. Zona de protección de la barra
4. Zona de protección de líneas de transmisión o distribución
5. Zona de protección del motor
6. Zona de protección del grupo generador – transformador

Los relevadores generalmente tienen entradas provenientes de transformadores de corriente (TC), de modo que la zona protegida es acotada por estos transformadores de corriente. Los TC representan una ventana a través de la cual los relevadores asociados ven el sistema eléctrico dentro de la zona protegida. Mientras que los TC permiten detectar una falla dentro de la zona protegida, los interruptores permiten desconectar los elementos dentro de la zona protegida para aislar la falla. La frontera de una zona protegida está definida por un transformador de corriente y un interruptor [12].

El Instituto Nacional Americano de Estandarización (ANSI) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos la norma ANSI establecieron una nomenclatura de identificación para relevadores de protección en su capítulo de “Estandarización de Funciones y Dispositivos” mostrados en el Anexo 1 y siendo los más utilizados los siguientes:

<b>NÚMERO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
21	Relevador de distancia
27	Relevador de bajo voltaje
46	Relevador de secuencia negativa
50	Relevador de sobrecorriente instantánea
51	Relevador de sobrecorriente temporizado
67	Relevador de sobrecorriente direccional
79	Relevador de recierre
85	Relevador de comparación direccional
87	Relevador de corriente diferencial

Tabla 2.1 Números estandarizados ANSI/IEEE



### **Sobrecorriente (50/51, 67)**

Las funciones de protección de sobrecorriente deben detectar valores de sobrecorriente y pueden ser de tipo instantánea, o temporizadas. Las funciones de sobrecorriente temporizadas por sus características de operación pueden ser de tiempo definido o tiempo inverso.

Los elementos de sobrecorriente pueden ser: de fase, de neutro, de secuencia negativa [5].

### **Falla de interruptor (50FI)**

Esta función debe ser capaz de detectar la falla de interruptor mediante la evaluación de las señales de corriente y condiciones de órdenes de apertura o disparo proporcionados por las protecciones primarias y de respaldo, que al concluir los tiempos de ajuste, deben activar las salidas de redisparo y de disparo.

La función de 50 FI, cuando el usuario así lo configure, debe ser capaz de detectar la condición de falla de interruptor, aun cuando la corriente a través del interruptor este por debajo del ajuste mínimo de detector de corriente y que al concluir los tiempos de ajuste, deben activar las salidas de redisparo y de disparo [5].

### **Recierre (79)**

Debe ser capaz de detectar condiciones externas de control del interruptor así como su apertura, monopolar y/o tripolar y con esta detección decidir su secuencia de operación de recierre de acuerdo con lo programado por el usuario.

### **Diferencial de transformador (87T)**

Debe ser de baja impedancia trifásico, capaz de detectar fallas balanceadas y desbalanceadas.

La función diferencial de restricción (87T) debe utilizar las corrientes de fase de frecuencia fundamental y contar con la capacidad de bloqueo por contenido de armónicas de segundo y quinto orden.

Debe filtrar la componente de secuencia cero

Debe ser capaz de ajustar con programación y compensar la diferencia de magnitud en las corrientes secundarias de los transformadores de corriente en el relevador [5].



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

---

Para interruptores de operación monopolar, al activarse la entrada digital por cierre manual del interruptor y detectar que uno de los polos se ha cerrado, después de un tiempo de ajuste se deben activar las salidas de redisparo y disparo.

En las subestaciones de Distribución, el equipo principal a proteger está representado por el transformador de potencia, por lo que en función de su capacidad e importancia se han establecido diferentes arreglos o esquemas de protección.

De acuerdo a la especificación CFE-G0000-3562, el esquema de protección para un transformador de potencia, está definido por la capacidad del equipo, existiendo dos categorías:

- Transformadores de potencia mayores de 10 MVA
- Transformadores de potencia menores de 10 MVA

Otros elementos a proteger desde una subestación de distribución son las líneas de subtransmisión y los alimentadores de circuitos de distribución. Para el caso de las líneas de subtransmisión, el esquema de protección está definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos:

- Líneas de subtransmisión menores de 10 Km. (protección diferencial de línea 87L, protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N y protección de distancia de fases 21F).
- Líneas de subtransmisión mayores de 10 Km. (protección de distancia 21 y protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N).

En lo que respecta a los alimentadores de distribución, desde el punto de vista de esquemas de protección se tienen básicamente dos opciones, mismas que dependen principalmente del tamaño y tipo de la subestación:

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (restauradores automáticos con protección contra sobrecorrientes de fallas entre fases y de fase a tierra).
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA (protección de sobrecorriente 50F/51F – 50N/51N, y función de recierre automático 79) [4].

Todas las protecciones actúan al presentarse diferentes tipos evolución de la falla y sus afectaciones en el sistema.



Muchos sistemas desbalanceados, que anteriormente se resolvían con gran dificultad, ahora son fácilmente analizados haciendo uso de componentes simétricas. Uno de los problemas más importantes resueltos mediante este método, es el de la determinación de voltajes y corrientes de frecuencia fundamental durante fallas asimétricas en sistemas trifásicos.

Según el teorema de Fortescue, tres de los vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores que son:

**Componentes de Secuencia Positiva**, formados por tres vectores de igual magnitud con una diferencia entre fases de  $120^\circ$ , con la misma secuencia de fases que los vectores originales.

**Componentes de Secuencia Negativa**, formados por tres vectores de igual magnitud con una diferencia entre fases de  $120^\circ$ , y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales.

**Componentes de Secuencia Cero**, formados por tres vectores de igual magnitud y con una diferencia entre fases de  $0^\circ$  (cero grados).

Al resolver un problema por componentes simétricas, se acostumbra designar las tres fases de un sistema por las letras a, b y c, de tal forma que la secuencia de las fases sea a b c para secuencia positiva, mientras que para la secuencia negativa será a c b con las componentes particulares de cada una de ellas. Sí los vectores originales son tensiones que se pueden designar por  $V_a$ ,  $V_b$ , y  $V_c$ :

- Las componentes de secuencia positiva, se designan con el subíndice 1;  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$ , y  $V_{c1}$ .
- Las componentes de secuencia negativa, se designan con el subíndice 2;  $V_{a2}$ ,  $V_{b2}$ , y  $V_{c2}$ .
- Y, las componentes de secuencia cero, se designan con el subíndice 0;  $V_{a0}$ ,  $V_{b0}$ , y  $V_{c0}$ .

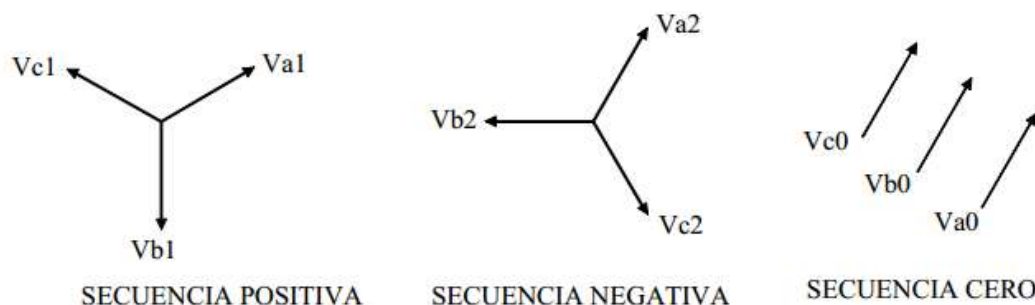


Figura 2.2. Sistemas de secuencia positiva, negativa y 0.





Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, la suma de estos tres sistemas balanceados nos dará un sistema desbalanceado.

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{c0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned}$$

La letra “a” se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj. Este operador es un número complejo de módulo de unidad y argumento de 120°.

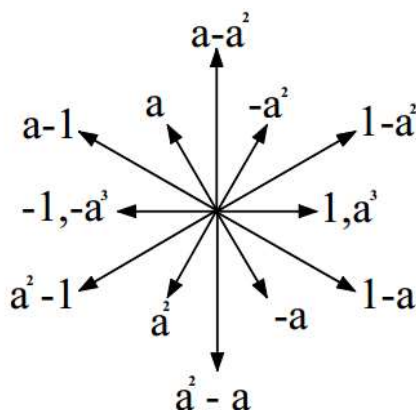


Fig. 2.3. Diagrama de potencias del operador “a”.

El volumen de magnitudes desconocidas puede reducirse, expresando cada componente  $V_b$  y  $V_c$ , como el producto de una función del operador “a” y una componente de  $V_a$ .

Se verifican las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} & V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores de las Ecuaciones 4 en la Ecuaciones 1, 2, 3, obtenemos:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b &= V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \\ V_c &= V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \end{aligned}$$

O bien en forma matricial:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix}$$

Por conveniencia llámese A a la matriz de transformación del sistema matricial anterior

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

La matriz inversa de A existe y es:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Premultiplicando ambos lados por A-1 obtenemos:

$$A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A^{-1} A \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix}$$

Sustituyendo los valores A-1 y resolviendo obtenemos:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

De donde:

$$\begin{aligned} V_{a_0} &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_{a_1} &= \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \\ V_{a_2} &= \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \end{aligned}$$



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

Una vez conocidos los valores de  $V_{a0}$ ,  $V_{a1}$  y  $V_{a2}$ ; los componentes correspondientes a las fases B y C se determinan:

$$V_{a0} = \frac{1}{3} ( V_a + V_b + V_c )$$

La ecuación anterior demuestra que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero. Como la suma de los vectores de tensión entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, las componentes de secuencia cero no existen nunca en las tensiones de línea, cualquiera que sea el desequilibrio. La suma de los vectores de las tres tensiones entre línea y neutro no necesariamente es cero y por tanto las tensiones respecto al neutro, pueden tener componentes de secuencia cero.

El análisis anterior es igualmente válido para corrientes de sistemas trifásicos, estableciéndose las ecuaciones como siguen:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3} ( I_a + I_b + I_c )$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} ( I_a + a I_b + a^2 I_c )$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} ( I_a + a^2 I_b + a I_c )$$

En un sistema trifásico la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente  $I_n$  en el retorno a través del neutro. Por lo tanto:

$$I_a + I_b + I_c = I_n$$

$$I_n = 3I_{a0} \qquad I_{a0} = \frac{1}{3} ( I_n )$$

Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico,  $I_n$  es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero. Una carga conectada en delta no tiene retorno por el neutro y por lo tanto las corrientes que van a una carga conectada en delta no tienen componentes de secuencia cero [12].

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección y una base para la comprensión de estas fallas es su naturaleza, a continuación se muestran los tipos de naturaleza de fallas y su causa, así como la probabilidad de que esta ocurra en cualquier sistema eléctrico:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

<b>PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA</b>	
<b>TIPO</b>	<b>CAUSA</b>
<b> AISLAMIENTO </b>	Defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento envejecido, contaminación.
<b> ELECTRICO </b>	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra, sobretensiones dinámicas.
<b> TERMICA </b>	Falla de enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión, temperatura ambiente.
<b> MECANICA </b>	Esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o viento.

Tabla 2.2. Tipos de fallas.

<b>PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA</b>	
<b>TIPO</b>	<b>PROBABILIDAD ( % )</b>
UNA FASE A TIERRA	85
DOS FASES A TIERRA	8
ENTRE FASES	5
ENTRE LAS TRES FASES	2

Tabla 2.3. Probabilidad de ocurrencia de fallas.

## CAPÍTULO 3

### 3.1 Marco metodológico

A lo largo de un circuito de distribución pueden suceder cualquiera de las fallas antes mencionada como es monofásica, bifásica, bifásica a tierra, trifásica o trifásica a tierra, en cada caso pudieran estar presentes corrientes de secuencia positiva, negativa o cero, si bien es cierto que el valor de la corriente de falla por corto circuito se encuentra entre el de una falla monofásica y una trifásica, el desarrollo para estas mismas es el siguiente:

#### FALLA MONOFÁSICA

Una falla monofásica se denomina así cuando en un sistema trifásico, falla una sola de las 3 fases, ocasionando que se tenga conexión a tierra mediante un elemento que los conecte físicamente mediante una impedancia de falla,  $Z_f$ , como se muestra en la siguiente imagen:

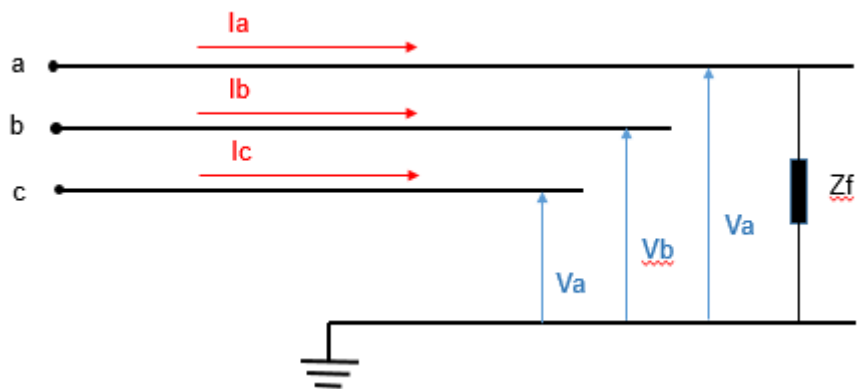


Figura 3.1. Circuito trifásico con falla monofásica.

Para este caso la fase fallada como se puede observar es la fase A.

Condiciones iniciales:

$$I_b = I_c = 0$$

$$V_a = Z_f * I_a$$

Para poder ver el tipo componentes simétricas intervienen en este tipo de falla se hace uso de la matriz de simetría que se explicó en el capítulo 2, pero ahora para corrientes:



$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Como ya se estableció en las condiciones iniciales  $I_b$  e  $I_c$  son igual a 0, por lo que sustituyendo los valores tenemos que:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} I_A, I_{a1} = \frac{1}{3} I_A \text{ y } I_{a2} = \frac{1}{3} I_A$$

O sea,

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1}{3} I_A$$

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = I_A$$

Por lo que sabiendo que las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero son iguales, y estas a su vez iguales a la corriente de A, tenemos que:

$$I_A = I_f$$

Entonces, tomando en cuenta que la fase fallada es la A, se muestra el circuito equivalente para una falla monofásica:

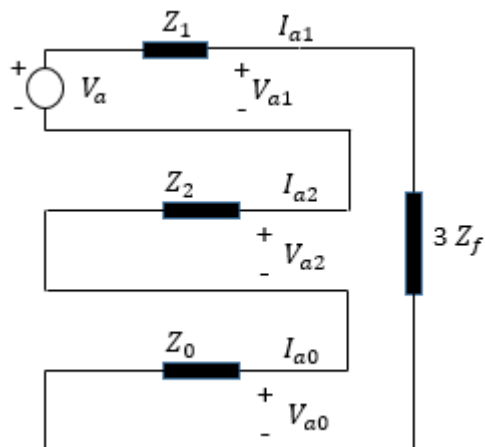


Figura 3.2. Circuito equivalente de falla monofásica.



## FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Cuando se presenta una falla de dos fases a tierra, que como se vio anteriormente es menos probable pero posible, podemos representarla en la siguiente imagen:

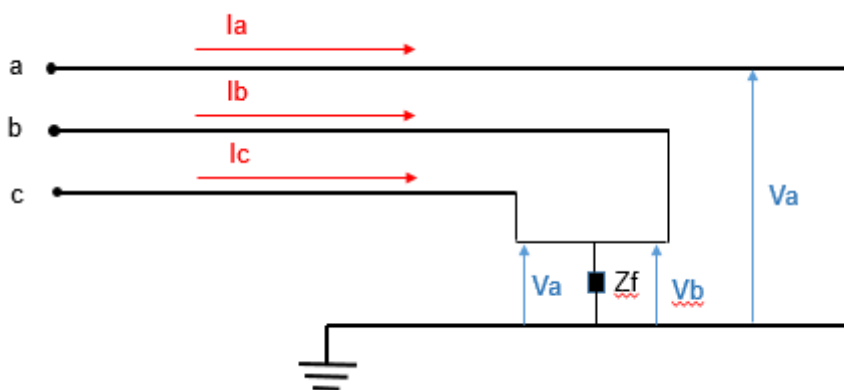


Figura 3.3 Circuito de falla bifásica a tierra.

Como se observa, las fases en donde se presentan las fallas son la B y C, por lo que la impedancia de falla está conectada a las dos fases que se convierten en alimentación de dicha falla por lo que las condiciones iniciales son las siguientes:

$$I_B + I_C = I_f \quad I_A = 0 \quad V_b = V_c = Z_f (I_B + I_C)$$

Nuevamente utilizamos la matriz de simetría y tenemos:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Al sustituir las condiciones iniciales que se establecieron y resolviendo las ecuaciones de secuencia, se tiene que:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_B + I_C)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (a * I_B + a^2 * I_C)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (a^2 * I_B + a * I_C)$$



Siguiendo la Ley de Kirchhoff la suma de estas tres corrientes de secuencia, obtendremos:

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0$$

$$\frac{1}{3}(I_B(1 + a + a^2) + I_C(1 + a + a^2)) = 0$$

Eso quiere decir que esas corrientes están entrando a un mismo punto, formando un paralelo:

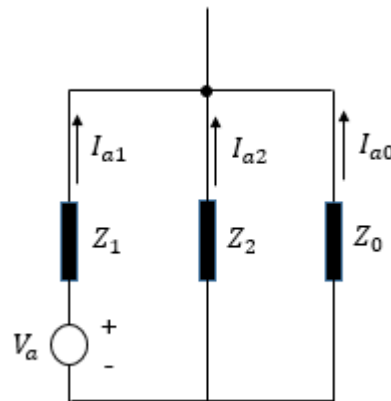


Figura 3.4. Circuito final de falla bifásica a tierra.

### FALLA BIFÁSICA

Esta falla no implica una conexión a tierra, solo contempla la alimentación de las corrientes en las fases falladas del sistema y se muestra a continuación:

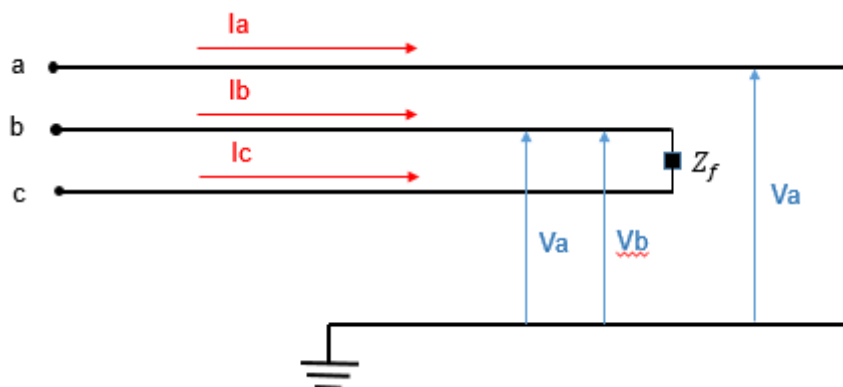


Figura 3.5. Circuito con falla bifásica.

Condiciones iniciales:





$$I_f = 0 \quad I_B = -I_C = I \quad V_b = V_c + Z_f * I_B$$

Volvemos a usar la matriz de simetría y tenemos:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Resolviendo para las componentes simétricas el resultado es:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_B - I_B) = 0$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (a * I_B - a^2 * I_B)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (a^2 * I_B - a * I_B)$$

Se observa que no existe corriente de secuencia 0, y que:

$$-I_{a2} = I_{a1}$$

Por lo que la corriente de falla es igual a la de secuencia positiva o al negativo de la secuencia negativa.

$$I_{a1} = I_f$$

Como resultado se tiene in circuito serie:

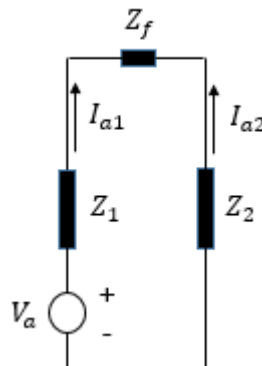


Figura 3.6. Circuito equivalente de falla bifásica.



## FALLA TRIFÁSICA

La falla trifásica es la única que se considera simétrica, ya que las fases se desplazan en un ángulo igual de  $120^\circ$ , el valor de corriente de falla es el más grande comparando con los tipos de fallas anteriores, a continuación se muestra la representación de dicha falla:



Figura 3.7. Falla trifásica

Y para dicho circuito se calcula la corriente de secuencia positiva:

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_A + a * I_B + a^2 * I_C) = I_f$$

Representada por el siguiente circuito:

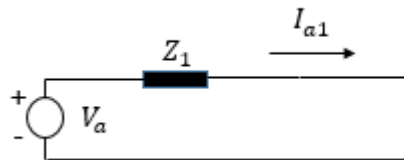


Figura 3.8. Circuito equivalente de falla trifásica.

## MÉTODO EN POR UNIDAD

El GOD 3544 de CFE explica con claridad el método en por unidad el cual es uno de los métodos más conocidos y utilizados de representación de impedancias para análisis y cálculo de parámetros es el método en por unidad, el cual consiste principalmente en convertir un valor original en una cantidad más pequeña y así se simplifiquen los cálculos, de esta manera tanto la impedancia equivalente del sistema y sus componentes son convertidas en base común de MVA, siguiendo la fórmula:

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



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

En donde, la cantidad base se fija de acuerdo con los valores base a los que se hace referencia, pueden ser MVA, kV, Ohms o Amperes, aunque regularmente se selecciona como base 100 MVA.

Antes de realizar cálculos en donde intervengan distintas impedancias, estas se deben expresarse en términos de los MVA bases comunes y que estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de tensión igual a los kV base.

Para fines prácticos es conveniente convertir directamente las cantidades en Ohms a Ohms por unidad, obedeciendo la siguiente ecuación:

$$\text{Ohms p. u.} = \frac{\text{Ohms actuales} \times \text{MVAbase}}{\text{kVbase}^2}$$

También se puede cambiar la base en la que se están trabajando los valores en p.u. utilizando:

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

En donde el subíndice **n** indica que el valor es de la nueva base y el subíndice **v** a la base anterior.

Los MVA relaciona la tensión, la corriente y la impedancia de acuerdo con las siguientes ecuaciones dados MVAb trifásicos y kVb fase fase.

$$I_b = \frac{\text{MVAb} \times 100}{\sqrt{3} \text{ kVb}}$$

$$Z_b = \frac{\text{kVAb} \times 100}{\sqrt{3} I_b} = \frac{(\text{kV})^2}{\text{MVA}}$$

Posterior a esto se pueden obtener los valores de corriente e impedancia referidos a la base en:

- Sistema por unidad

$$I_{pu} = \frac{I}{I_b} \quad Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b}$$

- Sistema porcentual

$$I\% = \frac{I(\text{Amp})}{I_b} \times 100 \quad Z\% = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} \times 100$$



En caso de que los valores sean monofásicos también se obtiene los valores de impedancia y corriente en sistemas por unidad y porcentual, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$MVAb_{1\phi} = \frac{MVAb_{3\phi}}{3} \quad kV_{1\phi} = \frac{kV_{3\phi}}{\sqrt{3}}$$

$$Ib = \frac{MVAb_{3\phi}}{kV_{1\phi}} \times 100$$

$$Zb = \frac{kVb_{1\phi}}{Ib} \times 100 = \frac{(kVb_{1\phi})^2}{MVAb_{1\phi}}$$

Finalmente se deduce una ecuación que permite efectuar el cambio de base, como se requiere generalmente para transformadores que especifican su impedancia en % a capacidad y tensión nominal.

$$Zu_1 = \frac{Z(\Omega)}{(kVb_1)^2} \times MVAb_1$$

$$Zu_2 = \frac{Z(\Omega)}{(kVb_2)^2} \times MVAb_2$$

$$\frac{Zpu_1(\Omega)}{(kVb_2)^2} MVAb_2 Zu_2 = \frac{Z(\Omega)}{(kVb_2)^2} \times MVAb_2$$

$$Zpu_2 = Zpu_1 \frac{MVAb_2}{MVAb_1} \left| \frac{kVb_1}{kVb_2} \right|^2$$

Ya que regularmente los datos suministrados por el fabricante son en % y suponiendo una base 100, por lo que la fórmula para transformadores se reduce a:

$$Z(pu) = \frac{\%Zt}{MVAnominales \ de \ trasnformador}$$

Cuando estas fórmulas se aplican a un circuito monofásico, en donde se conocen los  $kVA_{base}$  y  $kV_{base}$  de esta manera se resumen las siguientes ecuaciones para calcular corriente impedancia base:



$$I_B = \frac{kVA_B}{kV_B}$$

$$Z_B = \frac{kV_B \times 10^3}{I_B} = \frac{(kV_B)^2 \times 10^3}{kVA_B} = \frac{(kV_B)^2}{MVA_B}$$

Y para un circuito trifásico en donde también se conocen los  $kVA_{base}$  y  $kV_{base}$ :

$$I_B = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3}kV_{base}} \quad kVA_B = \sqrt{3}kV_B \times I_B$$

$$Z_B = \frac{\frac{kV_{base}}{(\sqrt{3} \times 10^3)}}{I_{base}} = \frac{\frac{kV_{base}}{(\sqrt{3} \times 10^3)}}{kVA_B / (\sqrt{3} \times kV_B)}$$

$$Z_B = \frac{\frac{kV_B}{kVA_B}}{10^3} \quad Z_B = \frac{(kV_B)^2}{MVA_B}$$

Para el cálculo de impedancia de una línea depende de las características físicas del conductor, la disposición con respecto a los otros conductores en un sistema trifásico y las propiedades del terreno, número de hijos de guarda y su disposición con respecto a los conductores del sistema trifásico para la secuencia cero.

Las fórmulas básicas para el cálculo de la secuencia positiva y negativa son:

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j(X_a + X_d)$$

Donde:

$r_a$  = resistencia propia del conductor.

$X_a$  = reactancia inductiva propia del conductor

$X_d$  = reactancia inductiva mutua con los otros conductores

Y para secuencia cero propia del conductor, la fórmula general es:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}}$$

Impedancia propia de secuencia cero propia del conductor:



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

Donde:

$r_a, X_a$  = los obtenidos para la secuencia positiva.

$r_e$  = resistencia de secuencia cero en función de la frecuencia, igual a 0.286  $\Omega$ /mi para 60 Hz.

$X_e$  = reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistencia del terreno y la frecuencia, 2.888  $\Omega$ /mi para 60 Hz y 100  $\Omega$ -m.

$X_d$  = se obtiene como indico para la secuencia positiva o promediando las reactancias mutuas tomando las distancias entre los conductores, es decir:

$$X_d = 1/3(X_{d12} + X_{d13} + X_{d23})$$

Impedancia de secuencia cero propia del hilo de guarda:

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

Donde:

$r_{ag}, X_{ag}$  = resistencia y reactancia inductiva del hilo de guarda.

$r_e, X_e$  = resistencia y reactancia inductiva ya definidos anteriormente.

$X_{dg}$  = reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda.

$n$  = número de hilos de guarda

En caso de no existir hilo de guarda:

$$Z_{0g} = 0$$

Para un hilo de guarda:

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

Para dos hilos de guarda:

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

Impedancia mutua de secuencia cero conductor-hilo de guarda:



$$Z_{0ag} = r_e + j(X_e - 3X_d)$$

Donde:

$r_e, X_e$  = valores ya definidos.

$X_d$  = distancia media geométrica existente entre los conductores y el o los hilos de guarda  
reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda, equivalente a la suma de las  $X_d$   
obtenidas entra cada uno de los hilos de guarda tres veces el número de hilos de guarda:

$$Xd = \frac{1}{3n} (Xd_{1g1} + Xd_{2g1} + Xd_{3g1} \dots)$$

Para tres conductores un hilo de guarda:

$$X_d = \sqrt[3]{d_{1g}d_{2g}d_{3g}} = \frac{1}{3} (Xd_{1g}Xd_{2g}Xd_{3g})$$

Para tres conductores dos hilos de guarda:

$$X_d = \sqrt[6]{d_{1g1}d_{2g1}d_{3g1}d_{1g2}d_{2g2}d_{3g2}} = \frac{1}{6} (Xd_{1g1}Xd_{2g1}Xd_{3g1}Xd_{1g2}Xd_{2g2}Xd_{3g2})$$

Si no existe hilo de guarda, el valor de la impedancia de secuencia cero será:

$$Z_0 = Z_{0a}$$

Debido a que un alimentador de distribución es esencialmente desbalanceado, el análisis más preciso no debe hacer ninguna suposición con respecto a la separación entre conductores, su tamaño, y la transposición.

En el documento de Carson de 1926 explica el desarrollo de una técnica con la que puede determinarse la impedancia propia y mutua para un número arbitrario de conductores aéreos.

Usando estas aproximaciones y consideraciones las ecuaciones de Carson modificadas son:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \quad \Omega / mi$$

$$\hat{z}_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \quad \Omega / mi$$

Las ecuaciones anteriores, se usan para el cálculo de los elementos de una matriz de impedancia primitiva de n x n conductores. Un segmento de línea de distribución aérea de cuatro conductores en estrella aterrizada resultará en una matriz de 4 x 4.

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an1} & \hat{z}_{an2} & \hat{z}_{ann} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn1} & \hat{z}_{bn2} & \hat{z}_{bnm} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn1} & \hat{z}_{cn2} & \hat{z}_{cnm} \\ - & - & - & | & - & - & - \\ \hat{z}_{n1a} & \hat{z}_{n1b} & \hat{z}_{n1c} & | & \hat{z}_{n1n1} & \hat{z}_{n1n2} & \hat{z}_{n1nm} \\ \hat{z}_{n2a} & \hat{z}_{n2b} & \hat{z}_{n2c} & | & \hat{z}_{n2n1} & \hat{z}_{n2n2} & \hat{z}_{n2nm} \\ \hat{z}_{nma} & \hat{z}_{nmb} & \hat{z}_{nmc} & | & \hat{z}_{nmn1} & \hat{z}_{nmn2} & \hat{z}_{nmnm} \end{bmatrix}$$

En forma particionada, la matriz se convierte en:

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nm}] \end{bmatrix}$$

La ecuación matriz primitiva es la forma final de la técnica de reducción de Kron. La matriz de impedancia de fase final se convierte en:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad \Omega / milla$$

## IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

Según Kersting en el capítulo 4. Impedancia serie de líneas aéreas y subterráneas; muchas veces para el análisis de un alimentador solo se usan las impedancias de secuencia positiva y cero. Hay dos métodos para obtener estas impedancias. El primer método incorpora la aplicación de las Ecuaciones de Carson Modificadas y la reducción de Kron para obtener la matriz de impedancias de fase.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

La definición de tensiones de fase de línea a tierra como una función de las tensiones de secuencia de línea a tierra está dada por:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} VLG_0 \\ VLG_1 \\ VLG_2 \end{bmatrix}$$

Donde  $a_s = 1 \angle 120^\circ$

$$[VLG_{abc}] = [A_s][VLG_{012}]$$

Donde

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}$$

Las corrientes de línea por fase están definidas de la misma forma

$$[I_{abc}] = [A_s][I_{012}]$$

La ecuación anterior puede utilizarse para resolver los voltajes de secuencia de línea a tierra como una función de los voltajes de línea a tierra.

$$[VLG_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [VLG_{abc}]$$

$$[A_s]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s & a_s^2 \\ 1 & a_s^2 & a_s \end{bmatrix}$$

La ecuación donde se define  $I_{abc}$  se puede transformar al dominio de secuencias multiplicando ambos lados por  $[A_s]^{-1}$  y sustituyendo en la definición de las corrientes de fase como están dadas por la ecuación anterior.



$$[VLG_{012}]_n = [A_s]^{-1} \cdot [VLG_{abc}]_n$$

$$[VLG_{012}]_n = [A_s]^{-1} \cdot [VLG_{abc}]_m + [A_s]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A_s] \cdot [I_{012}]$$

$$[VLG_{012}]_n = [VLG_{012}]_m + [Z_{012}] \cdot [I_{012}]$$

Donde

$$[Z_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A_s] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}$$

La ecuación voltajes en forma expandida es

$$\begin{bmatrix} VLG_0 \\ VLG_1 \\ VLG_2 \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} VLG_0 \\ VLG_1 \\ VLG_2 \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

La cual es la ecuación definitoria para la conversión de impedancias de fase a impedancias de secuencia. En la ecuación anterior los términos de la diagonal de la matriz son impedancias de secuencia de la línea tal que:

$$\begin{aligned} Z_{00} &= \text{Im pedancia de sec uencia cero} \\ Z_{11} &= \text{Im pedancia de sec uencia positiva} \\ Z_{22} &= \text{Im pedancia de sec uencia negativa} \end{aligned}$$

Los términos fuera de la diagonal de la ecuación representan los acoplamientos mutuos entre secuencias. En un estado ideal, estos términos fuera de la diagonal principal serían cero. Para que esto suceda, se debe considerar que la línea ha sido transpuesta.

## **CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Dentro del procedimiento para el cálculo de corto circuito y análisis de fallas, GOD 3244, se describen también los criterios a considerar para el correcto ajuste de protecciones en Subestaciones, explicando también las consideraciones para la coordinación no solo para relevadores sino también para equipos como restauradores, desconectores y fusibles, los cuales se encuentran sobre la línea troncal del circuito por lo que mencionamos los criterios que se consideran para la elaboración de este trabajo a continuación; los criterios son



producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de cómo deben interactuar esas características entre dos o más dispositivos adyacentes y los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos.

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

La mayoría de dichas prácticas empleadas en cuanto a la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución están basadas en muchos años de experiencia y son el resultado de análisis realizados por expertos en la materia durante el pasado.

La protección de sobrecorriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas de transmisión y subtransmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, circuit switchers, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobrecorriente, restauradores y seccionalizadores [14].

### **CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR**

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

También puede presentarse en líneas de Subtransmisión radiales o líneas de 34.5 kV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como "en cascada" y cuyos alimentadores de enlace poseen relevadores de sobrecorriente.

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

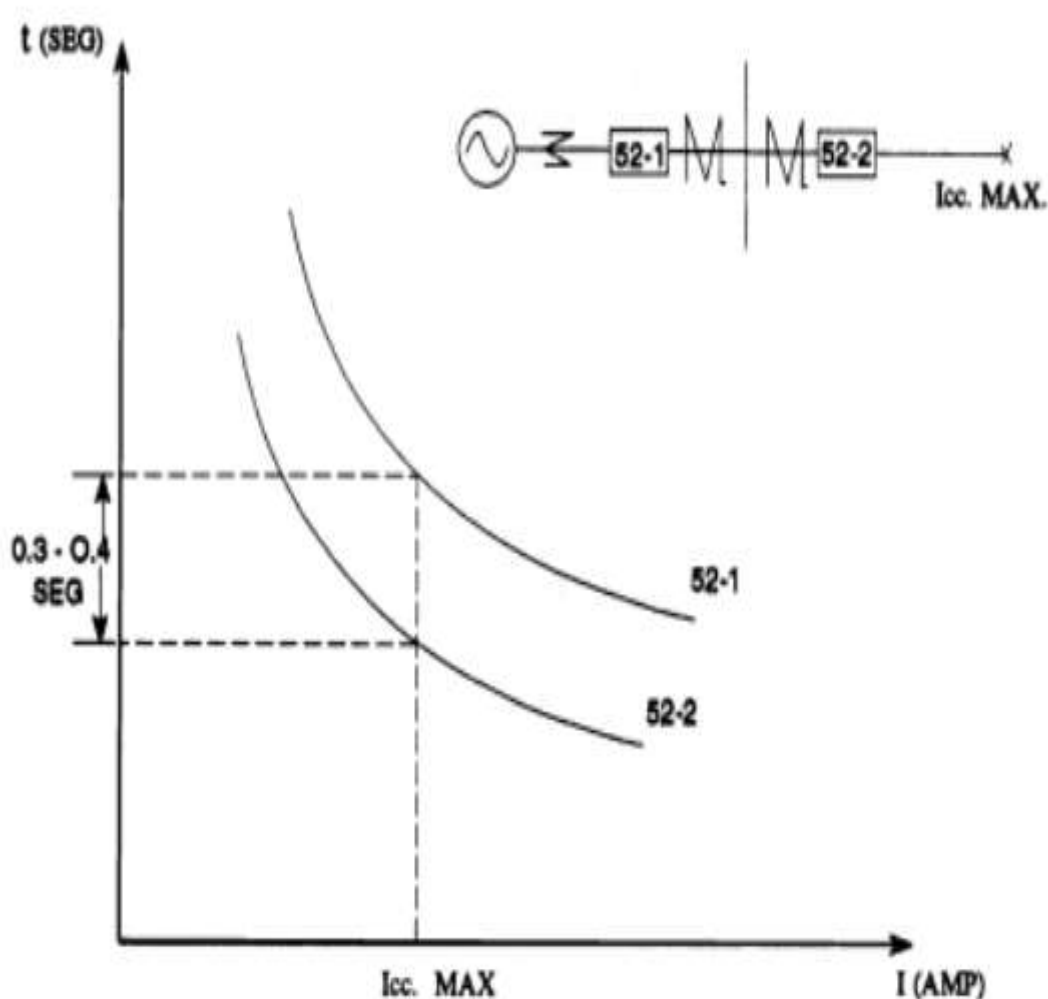


Figura 3.9. Criterio de margen mínimo de tiempo.

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

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de



ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser del orden de segundos, en razón de la propia conformación log-log del plano coordinado tiempo corriente.

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

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

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

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

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

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

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

Lo anterior independientemente del margen de coordinación de 0.3-0.4 segundos, que debe existir entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador. Para el caso de contar con un relevador estático y/o digital no se requiere la coordinación con la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición de este tipo de dispositivos es prácticamente instantánea, debiéndose respetar únicamente el tiempo de separación entre curvas de 0.3-0.4



segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos [14].

Para realizar el cálculo de corto circuito utilizando el método en p.u. y de esta manera la coordinación de protecciones la herramienta más común y que se utilizará en este proyecto de tesis es ASPEN OneLiner, el cual es programa productivo de cálculo de corto circuito para coordinación de relevadores de protección. OneLiner funciona rápidamente bajo el control del ingeniero quien también puede cambiar la configuración del relé y la red y ver los resultados del cambio inmediato, es el principal programa de coordinación de relés y corto circuitos con una participación de mercado del 46%, según una encuesta independiente de 87 empresas de servicios públicos en 24 países [15].

Hay quienes también utilizan Matlab, es cual es un programa interactivo que combina el cálculo numérico con representaciones gráficas. De esta forma íntegra el análisis numérico, el cálculo matricial y el procesado de señales con gráficos que facilitan la comprensión de dichos cálculos [13]. Trabajar en este programa implica más complejidad debido a toda la programación que se tiene que realizar para obtener los resultados deseados, para este proyecto de utilizará una programación realizada por uno de los asesores nombrados, en el cual se calcula el nivel de corto circuito de los circuitos de distribución seleccionados utilizando el método de barrido progresivo-regresivo.

El método de barrido progresivo-regresivo es una alternativa a Newton-Raphson debido que los componentes de las redes de distribución son más complejos en cuestión de cantidad de elementos y arreglos radiales, lo que genera un desbalance en dichas redes, el método, es un enfoque orientado a la rama usando un esquema de numeración rama eficiente para mejorar el rendimiento numérico del método de solución, es utilizado. Lo primero que describe este esquema de numeración de rama es enumerar cada nodo de la red con un índice sin importar que el nodo sea una sección de línea trifásica, bifásica o monofásica. Los nodos son numerados de forma ascendente comenzando en el nodo fuente (subestación) y luego se ordena la red radial por capas o niveles, siendo la primera capa o nivel todos los nodos que están a una rama del nodo fuente, y siendo la segunda capa o nivel todos los nodos que están a una rama de la primera capa o nivel (todos los nodos a dos ramas del nodo raíz) [16].



## CAPÍTULO 4

### 4.1 Caso de estudio

El sistema mencionado al final en el capítulo anterior; ASPEN, necesita de las características de cada uno de los equipos relacionados al caso de estudio, para este trabajo insertaremos los datos de la Subestación Zinacatepec perteneciente a la Zona de Distribución Tehuacán, en donde se tienen 3 eventos de disparos simultáneos en 2019 que se muestran en la figura 3.10, debido a fallas presentes en circuitos de distribución se tuvo una salida de banco, lo cual incrementa los índices de calidad como SAIDI, SAIFI, CAIDI, LE, SB a nivel Zona y División.

No.	FECHA	ZONA	SUBESTACIÓN	EQUIPOS INVOLUCRADOS	PROTECCIÓN OPERADA	CORRIENTES DE FALLA	HORA INICIAL	HORA FINAL	CAUSA	SAIDI (minutos)	SAIFI (Interrupción mes)	CAIDI	SFL	LE	ACCIONES CORRECTIVAS
12	02/06/2019	Tehuacán	ZIP - Zinacatepec	ZIP-T1 ZIP-72010 ZIP-42010	87 T		09:09:26	09:11	Ajustes erróneos en el relevador de interruptores ZIP-42010 y ZIP-4030, los relevadores tenían valores de fábrica						Pruebas de operación a relevadores de banco y circuitos
13	15/06/2019	Tehuacán	ZIP - Zinacatepec	ZIP-T1 ZIP-72010 ZIP-42010	87 T		11:19:28		Falla monofásica en la red de MT						Se deshabilita la protección 87 T y se verifican ajustes de relevadores de banco
14	21/02/2019	Tehuacán	ZIP - Zinacatepec	ZIP-72010	51 H		18:59:59	19:01:29	Sobrecarga en la fase B del banco ZIP-T1						Inspección de las condiciones operativas del banco de potencia ZIP-T1 y T1N-T3

Figura 4.1. Eventos registrados de la Subestación Zinacatepec.

La Subestación Zinacatepec cuenta con dos transformadores de potencia y solo el ZIP T1 es el que alimenta a los usuarios de la región y el que se ha visto afectado por las fallas simultáneas en los circuitos asociados a dicho banco. A continuación se presenta su diagrama unifilar:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

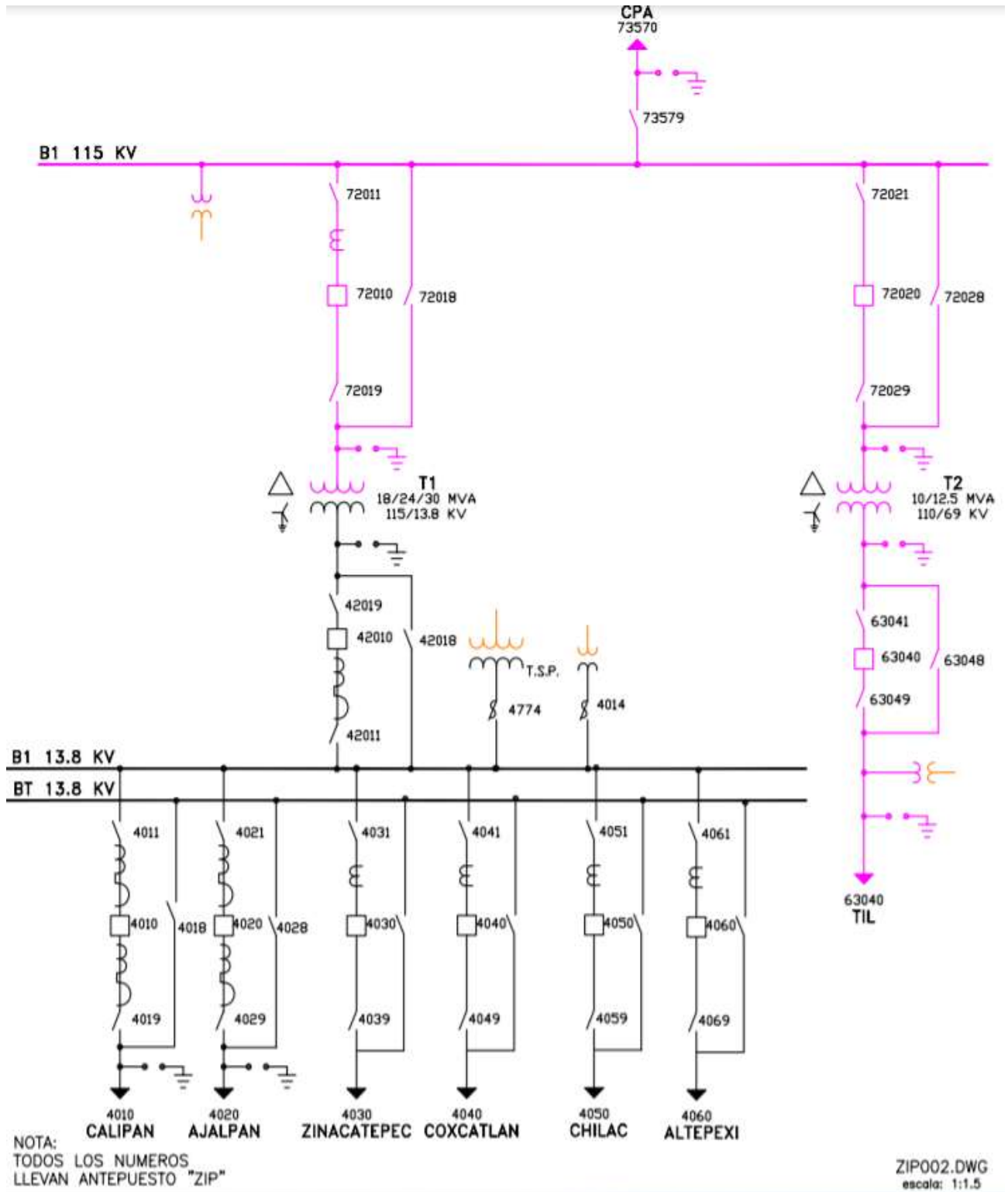


Figura 4.2. Diagrama unifilar de la Subestación Zinacatepec.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Y estas son las características del transformador de potencia ZIP T1, de acuerdo con el sistema SIAD:

Zona	Sub	Clave	Año Fab	Ten AT De Ope	Fecha en Servicio	Marca	Capacidad1	Capacidad2	Capacidad3	Ten BT DP	Ten AT DP	Ten BT De Ope	Imp. Z1	Imp. Z2	Imp. Z3
TEH	ZIP	T1	2018	115	2019.05.28	IEM	18	24	30	13.8	115	13.8	8.46	11.26	14.21

Tabla 4.1 Características del transformador de potencia ZIP T1.

Actualmente se tienen 6 circuitos alimentados por el banco ZIP T1, a continuación se muestran sus diagramas unifilares, desde el interruptor saliendo de la subestación hasta el siguiente elemento de protección, restaurador o cuchillas corta fusible, los diagramas son del sistema SIAD y SIGED Web para ver las características de los circuitos, como las distancias y tipo de conductor que son una de más importantes para los cálculos de corto circuito y los ajustes de protecciones de los equipos de protección contra sobrecorrientes. Los 6 circuitos son rurales:

Circuito ZIP-4010 “Calipan” en SIAD:

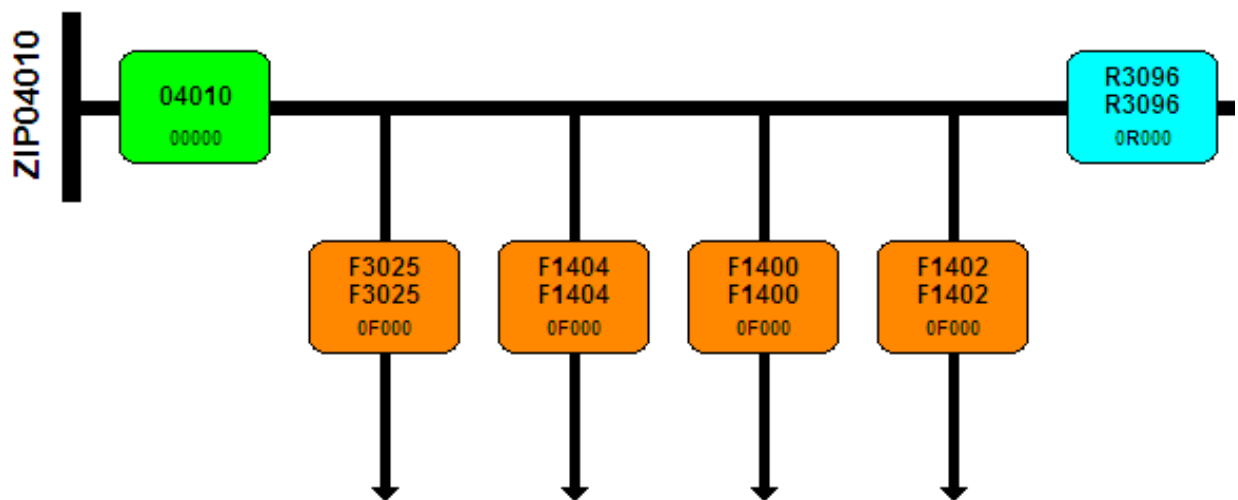


Figura 4.3 Circuito ZIP-4010.



Circuito ZIP-4010 “Calipan” en SIGED Web:

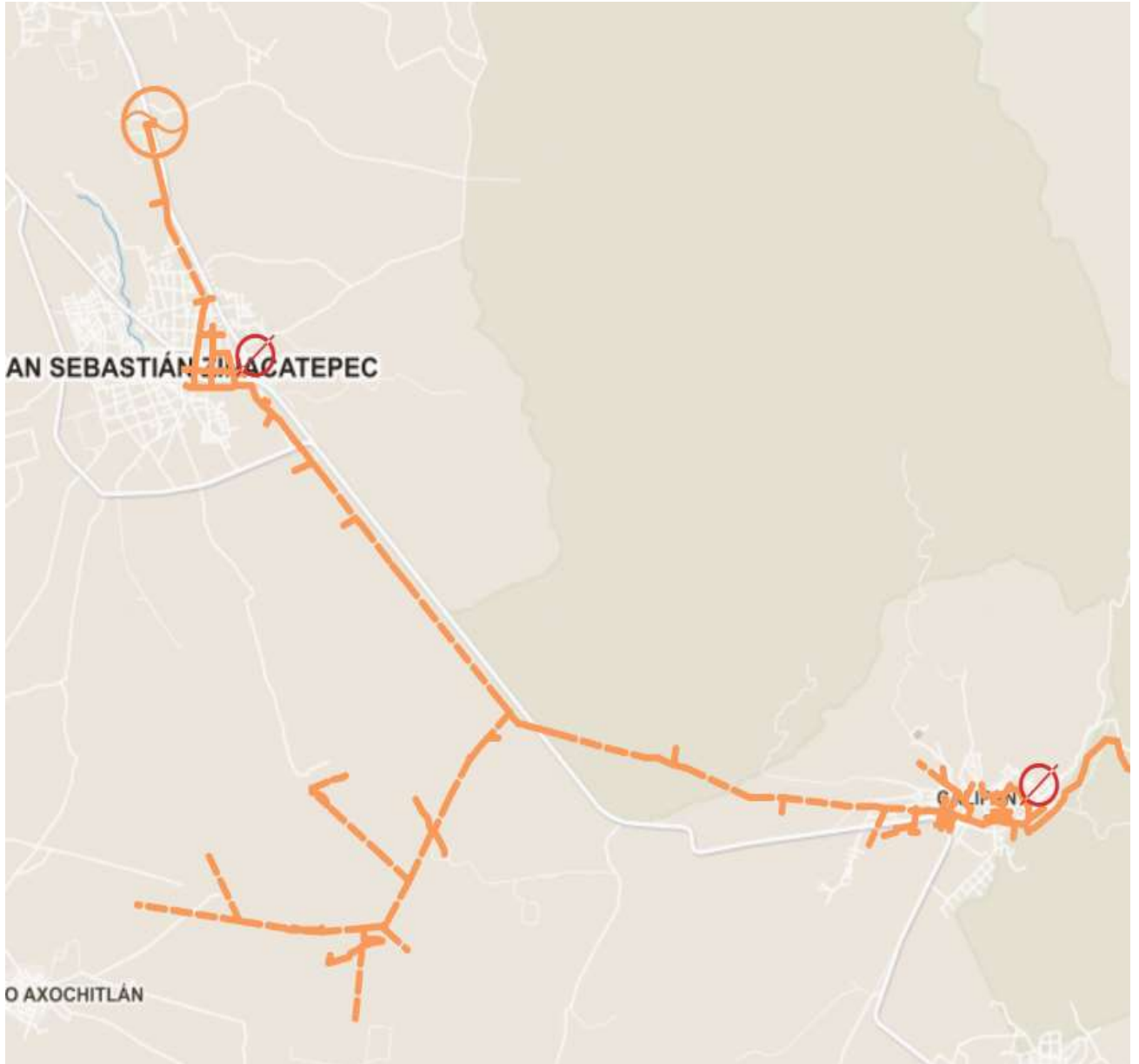


Figura 4.4 Circuito ZIP 4010 en SIGED Web.



Circuito ZIP-4020 “Ajalpan” en SIAD:

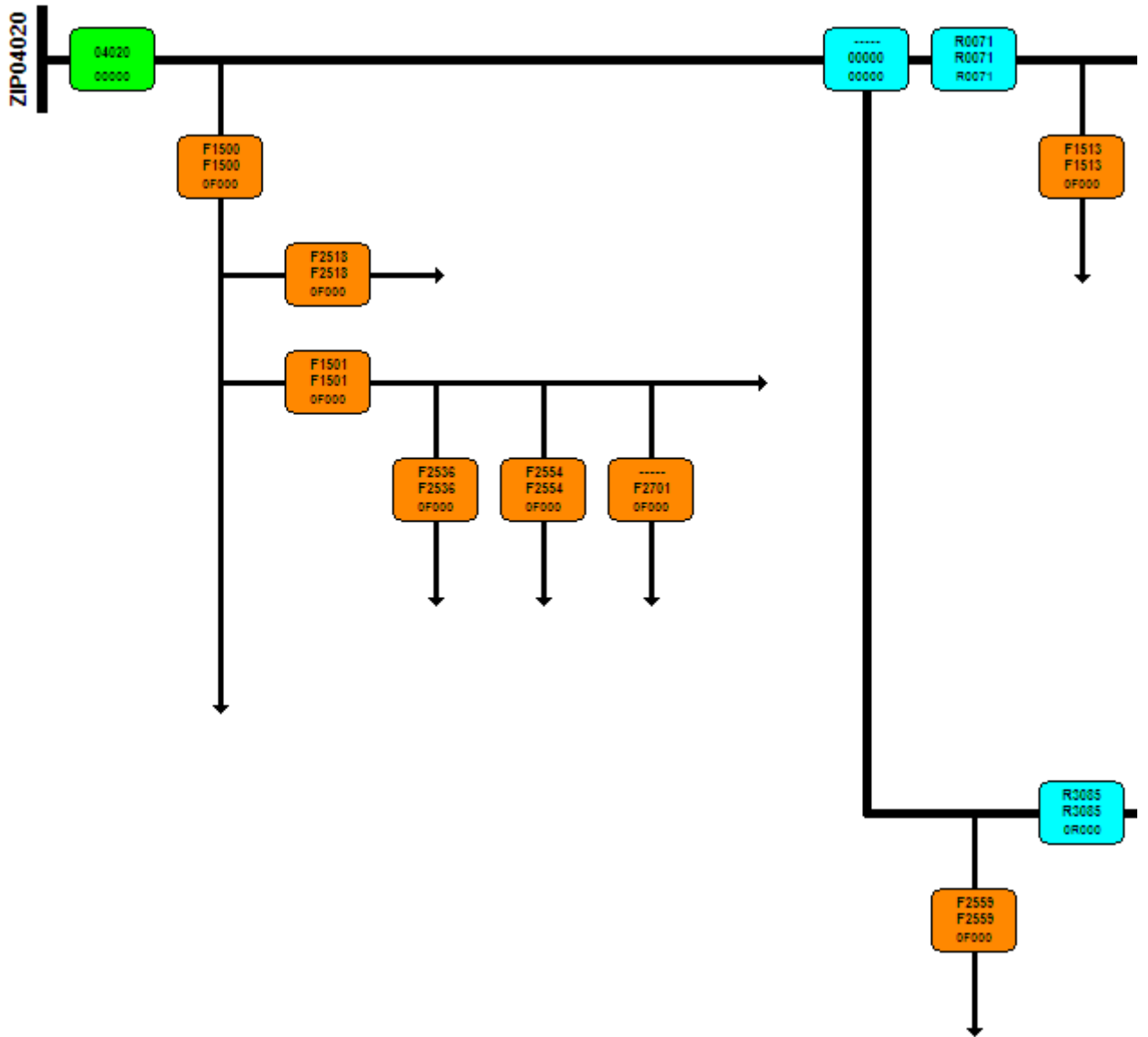


Figura 4.5 Circuito ZIP-4020.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Circuito ZIP-4020 “Ajalpan” en SIGED Web:



Figura 4.6 Circuito ZIP 4020 en SIGED Web.



Circuito ZIP-4030 “Zinacatepec” en SIAD:

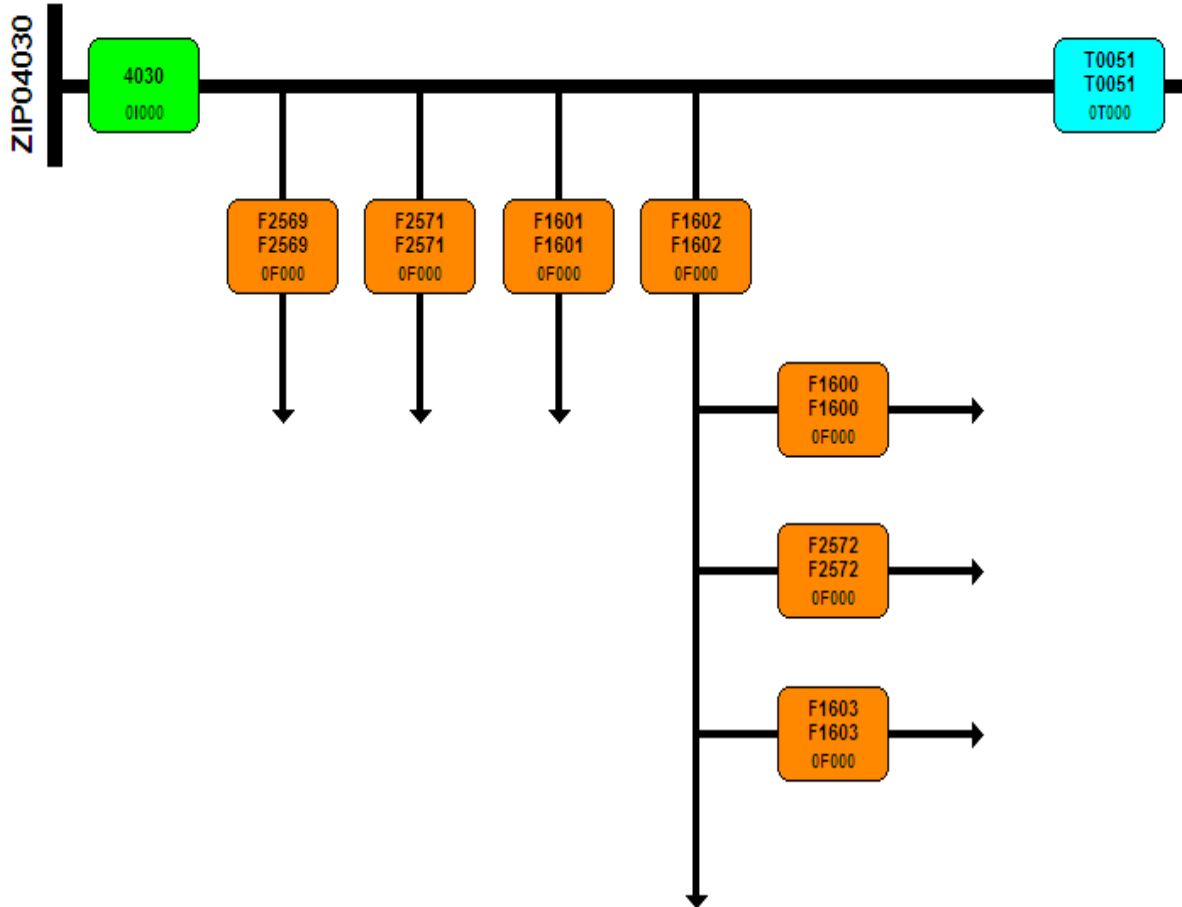


Figura 4.7 Circuito ZIP-4030.



Circuito ZIP-4030 “Zinacatepec” en SIGED Web:

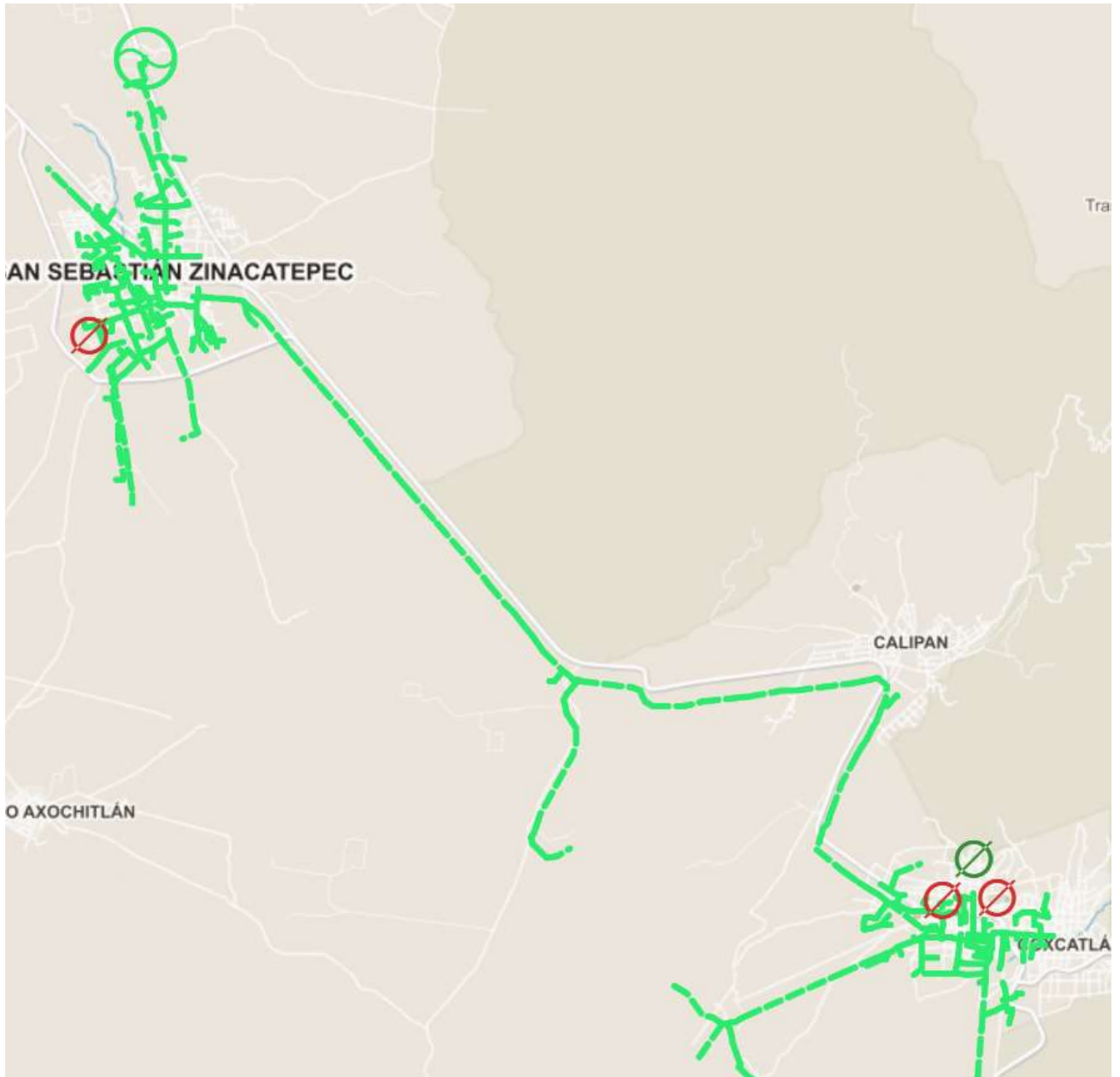


Figura 4.8 Circuito ZIP 4030 en SIGED Web.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Circuito ZIP-4040 “Coxcatlan” en SIAD:

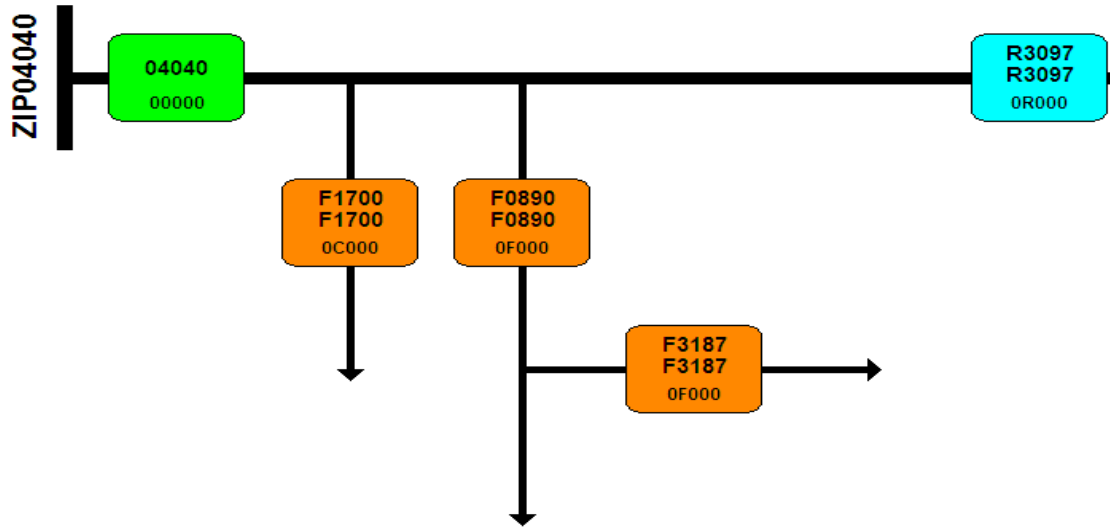


Figura 4.9 Circuito ZIP-4040.

Circuito ZIP-4040 “Coxcatlán” en SIGED Web:



Figura 4.10 Circuito ZIP-4040 en SIGED Web.



Circuito ZIP-4050 “Chilac” en SIAD:

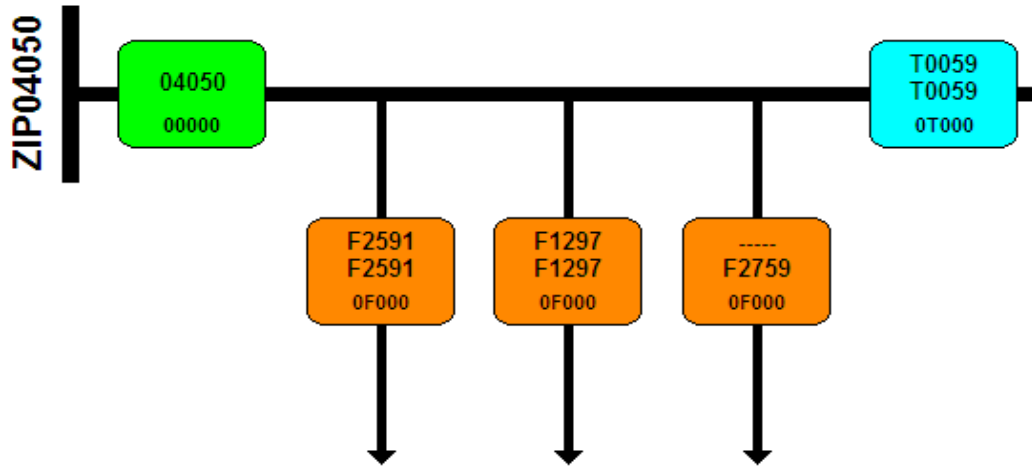


Figura 4.11 Circuito ZIP-4050.

Circuito ZIP-4050 “Chilac” en SIGED Web:



Figura 4.12 Circuito ZIP-4050 en SIGED Web.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Circuito ZIP-4060 “Altepexi” en SIAD:

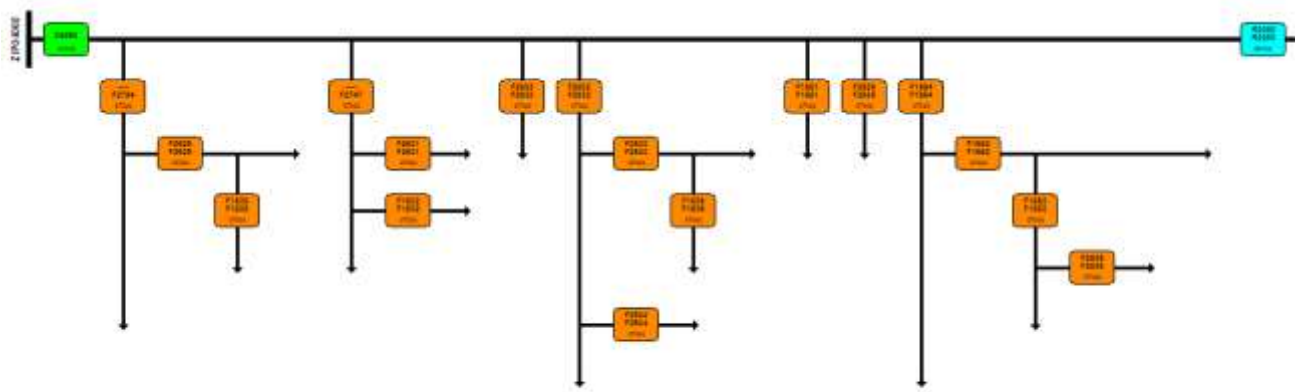


Figura 4.13 Circuito ZIP-4060.

Circuito ZIP-4060 “Altepexi” en SIGED Web:



Figura 4.14 Circuito ZIP 4060 en SIGED Web.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

### DATOS DE LOS ALIMENTADORES

Las características como tipo de conductor y distancia de los 6 circuitos de la subestación Zinacatepec, mostrados anteriormente en los diagramas se encuentran resumidos en las siguientes tablas:

ZIP 4010									
NÚMERO DE POSTE	TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)	
ZIP 4010	1	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	41.01
1	2	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	49.78
2	5	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	107.77
5	10	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	523.55
10	11	aérea	PS	Punta poste sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	204.15
11	13	aérea	PS	Punta poste sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	140.19
11	14	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	174.13
14	15	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	74.54
15	20	aérea	PS	Punta poste sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	581.88
20	23	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	257.19
23	25	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	128.77
25	28	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	311.07
28	30	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	102.54
30	33	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	136.31
33	34	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	105.43
34	37	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	80.26
37	39	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	98.17
39	43	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	169.36
43	44	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	49
43	48	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	215.4
48	50	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	59.87
50	51	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	53.44
51	53	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	111.56
53	54	aérea	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	46.37
54	55	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	47.89
<b>55</b>	<b>R-3096</b>								
55	57	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	51.92
57	58	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	72.6
58	59	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	25.73
59	62	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	83.93
59	63	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	80.95



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

63	65	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	81.3
65	67	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	64.54
67	68	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	99.8
68	69	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	111.3
69	71	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	212.95
71	72	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	101.22
72	73	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	36.17
73	76	aérea	PS	Punta poste sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	233.99
72	78	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	212.92
78	83	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	526.36
83	84	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	110.04
84	89	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	518.96
89	91	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	204.56
91	93	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	309.41
93	104	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	1179.16
104	106	aérea	VS	Volada Cruc. Senc.	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	204.93
106	107	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	28.96
107	108	aérea	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	CBA	81.81
<b>108</b>	<b>R-3032</b>								

Tabla 4.2 Datos detallados de circuito ZIP-4010.

ZIP 4020									
NÚMERO DE POSTE	TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)	
ZIP 4020	1	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	17.35
1	2	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	60.34
2	4	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	19.56
4	5	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	88.07
5	9	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	14.48
9	12	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	254.87
12	13	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	90.5
13	17	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	285.62
17	20	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	225.33
20	21	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	20.39
21	22	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	24.97
22	23	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	63.94
23	24	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	65.34
24	26	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	129.06
26	29	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	159.46



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

29	30	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	62.27
30	31	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	36.58
31	32	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	33.38
32	35	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	168.92
35	39	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	200.88
39	41	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	90.29
<b>41</b>	<b>R-3085</b>								
41	42	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CAB	45.67
42	43	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	62.07
43	44	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	40.88
44	46	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	93.14
46	47	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	10
47	50	aéreo	PS	Puntaposte Sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	B	75.81
44	52	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	83.07
52	53	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	72.81
53	54	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CA	51.02
52	57	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	129.91
57	58	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	49.33
58	59	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	50.82
59	61	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	106.82
61	63	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	B	97.21
63	64	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	B	48.97
52	66	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	51.68
66	68	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	74.65
68	70	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	62.54
70	71	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	41.63
70	73	aéreo	PS	Puntaposte Sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	99.12
73	75	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	83.49
75	76	aéreo	PS	Puntaposte Sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	21.59
75	78	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	56.86
78	79	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	18.3
79	80	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	42.04
80	81	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	A	15.78
78	82	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	23.95
82	84	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	112.54
42	85	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	53.14
85	86	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	34.59
<b>86</b>	<b>R-3049</b>								

Tabla 4.3 Datos detallados de circuito ZIP-4020.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

ZIP 4030									
NÚMERO DE POSTE	TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)	
ZIP 4030	1	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	65.41
1	3	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	137
3	4	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	108.81
4	5	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	27.94
5	7	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	97.24
7	8	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	102.68
5	13	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	367.78
13	21	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	530.2
21	26	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	384.08
26	27	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	122.39
27	34	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	526.15
34	38	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	374.14
38	39	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	C	24.46
39	40	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	53.66
40	42	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	86.12
42	46	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	193.53
46	47	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	23.17
47	49	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	B	77.86
49	51	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	B	53.06
51	52	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	B	15.36
52	53	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	93.99
53	54	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	49.63
54	55	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	A	30.4
55	57	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	A	91.16
57	58	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	65.78
58	66	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	580.69
65	68	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	138.42
68	70	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	58.09
54	71	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	70.73
71	74	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	97.31
74	76	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	79.12
76	78	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	122.45
78	82	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	A	187.32
82	83	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	38.17
83	85	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AL	Aluminio	ABC	65.55
85	86	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AL	Aluminio	ABC	39.51
76	87	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	55.74



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

87	90	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	A	Aluminio reforzado	ABC	118.99
90	92	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	90.07
92	93	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	47.15
92	95	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	128.35
95	96	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	20.46
95	97	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	40.02
97	98	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	61.52
98	100	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	72.34
100	101	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	19.25
100	102	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	AB	13.35
100	104	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	64.1
104	106	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	AB	97.17
106	108	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	AB	58.41
108	109	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	3/0	AR	Aluminio reforzado	A	32.19
95	110	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	26.82
110	114	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	161.73
114	115	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	54.28
115	116	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	3/0	AR	Aluminio reforzado	ABC	42.99
<b>116</b>	<b>R-3122</b>								
116	117	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	37.88
117	118	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	50.65
118	119	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	50.82
118	121	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	103.99
118	123	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	87.81
123	124	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	17.06
124	126	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	115.56
126	129	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	129.82
129	131	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	88.52
131	134	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	129.81
134	135	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	26.97
134	136	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	24.73
136	141	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	179.6
141	142	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	15.35
142	143	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	CU	Cobre desnudo	ABC	18.24
142	144	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	CU	Cobre desnudo	ABC	56.56
142	148	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	174.69
148	149	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	196.19
149	151	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	69.44
131	153	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	61.58
153	154	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	24.47
154	155	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	45.24





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

155	157	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	82.56
157	158	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	54.46
158	159	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	47.25
159	160	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	47.35
160	162	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	103.02
162	163	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	18.87
163	164	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	54.09
163	166	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	106.27
166	167	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	45.11
166	168	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	54.03
168	169	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	44.07
166	173	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	246.6
173	177	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	237.42
177	178	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	51.85
178	179	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	50.89
179	180	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	226.76
180	181	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	525.27
181	182	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	521.53
182	183	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	549
183	184	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	502.19
184	185	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	513.65
185	186	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	526.72
186	187	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	552.67
187	188	aéreo	VS	Volada cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	286.1
188	189	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	85.6
189	193	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	308.98
193	195	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	128.91
195	198	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	214.7
<b>198</b>	<b>R-3031</b>								

Tabla 4.4 Datos detallados de circuito ZIP-4030.

ZIP 4040									
NÚMERO DE POSTE		TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)
ZIP 4040	1	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	61.45
1	3	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	85.27
3	5	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	27.06
3	6	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	61.43
6	21	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	1047.8



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

21	22	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	60.57
22	24	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	163.13
24	26	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	138.37
26	27	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	34.58
27	30	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	256.44
30	31	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	27.81
30	32	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	42.85
32	33	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	24.3
32	35	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	67.77
35	36	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	18.53
36	38	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	59.35
35	40	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	73.04
40	41	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	16.56
41	42	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	93.73
42	47	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	212.95
47	49	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	36.55
42	50	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	12.53
50	52	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	98.97
52	53	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	44
53	55	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	69.01
55	56	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	56.99
56	58	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	77.01
53	59	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	7.8
59	60	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	50.59
60	62	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	83.82
62	63	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	40.12
62	67	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	161.93
67	70	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	139.23
70	71	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	35.06
70	75	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	221.46
75	76	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	13.47
76	77	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	28.77
77	78	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	23.54
75	82	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	177.11
82	99	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	1284.6
99	113	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	948.18
113	114	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	61.32
114	115	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	71.65
115	122	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	496.83
122	129	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	466.33
129	132	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	239.31





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

132	133	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	46.86
133	134	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	22.3
133	135	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	25.99
135	137	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	139.75
137	138	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	71.92
138	139	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	71.29
139	140	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	67.07
140	141	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	52.23
<b>141</b>	<b>R-3097</b>								
141	142	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	48.82
142	143	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	41.23
143	146	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	187.69
146	153	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	470.81
153	157	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	278.77
157	158	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	73.71
158	159	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	70.2
159	164	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	345.98
164	165	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	79.3
165	168	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	196.11
168	175	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	417.67
175	179	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	318.03
179	181	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	82.26
181	183	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	117.85
183	186	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	267.75
186	187	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	87.81
187	193	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	416.46
193	195	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	125.31
195	198	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	211.55
198	200	aéreo	VS	Volada cuceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	138.32
200	207	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	493.87
207	210	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	146.35
210	211	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	58.67
211	212	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	41.13
210	213	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	62.96
213	215	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	156.49
215	222	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	SR	Aluminio Reforzado Semiaislado	CBA	467.29
222	223	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	SR	Aluminio Reforzado Semiaislado	ABC	49.69
<b>223</b>	<b>R-3030</b>								

Tabla 4.5 Datos detallados de circuito ZIP-4040.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

ZIP 4050									
NÚMERO DE POSTE	TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)	
ZIP 4050	3	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	96.74
3	5	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	104.46
5	10	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	221.56
10	12	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	92.43
10	13	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	64.79
13	18	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	263.13
18	20	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AL	Aluminio	ABC	108.32
20	22	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AL	Aluminio	ABC	136.37
22	23	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	99.22
23	25	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	245.22
25	26	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	106.07
26	28	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	273.61
23	31	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	361.8
31	34	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	399.01
34	35	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	100.82
35	36	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	41.13
36	38	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	50.66
38	39	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	40.25
39	44	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	354.54
44	31	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	182.55
36	48	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	69.51
36	53	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	351.46
53	54	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	61.53
54	58	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	379.45
58	59	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	40
58	61	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	201.69
61	63	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	202.42
63	68	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	496.22
68	69	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	100.24
69	72	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	92.82
72	73	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	51.38
72	74	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	53.41
69	79	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	737.63
79	82	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	150.04
82	83	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	69.13
83	84	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	13.37
79	85	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	32.99
85	87	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	90.28



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

87	88	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	25.37
88	89	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	19.54
79	93	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	737.63
93	95	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	94.58
95	98	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	280.46
98	99	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	25.15
99	100	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	26.34
100	101	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	25.02
101	102	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AL	Aluminio	ABC	38.16
<b>102</b>	<b>R-3027</b>								
85	103	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	73.79
103	104	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	66.83
104	107	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	197.02
107	110	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	194.29
110	111	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	58.5
111	98	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AL	Aluminio	ABC	30.14
102	112	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	78
112	128	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	1716.45
128	130	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	223.22
130	131	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	40.73
131	132	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	51.27
131	137	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	423.36
137	138	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	41.92
138	139	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	98.77
139	144	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	370.46
144	145	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	106.5
145	146	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	49.01
146	152	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	576.13
152	154	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	213.1
154	156	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	464.27
154	158	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	132.39
158	159	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	44
159	160	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	27
160	162	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	77
158	164	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	79.15
164	165	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	57.1
165	167	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	134.74
167	168	aéreo	PS	Puntaposte sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	64.24
168	171	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	156.63
171	172	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	58.97
172	173	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio Reforzado	ABC	34.91



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

173

R-3016

**Tabla 4.6 Datos detallados de circuito ZIP-4050.**

<b>ZIP 4060</b>									
NÚMERO DE POSTE	TIPO	ESTRUCTURA	TIPO DE ESTRUCTURA	CALIBRE DE LAS FASES	MATERIAL DE LAS FASES	MATERIAL	ÓRDEN DE FASES	LONGITUD (METROS)	
ZIP 4060	1	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	51.61
1	2	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	22.43
2	3	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	10.17
3	4	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	52.1
4	8	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	278.29
8	9	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	70.44
9	13	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	243.5
13	14	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	82.65
13	15	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	84.08
15	16	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	153.91
16	17	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	70.63
17	18	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	26.93
17	19	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	9.62
18	22	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	161.09
22	24	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	89.71
24	25	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	10.28
25	26	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	83.55
26	28	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	138.93
28	29	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	62.5
29	31	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	136.97
31	34	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	142.12
34	35	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	64.31
35	39	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	190.04
39	40	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	40.88
40	41	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	43.9
41	42	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	ABC	46.86
42	43	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	41.61
43	45	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	84.43
45	47	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	102.05
47	48	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	266.8	AR	Aluminio reforzado	CBA	40.56
<b>48</b>	<b>R-3090</b>								
48	49	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	32.66
49	51	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	100.21



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

51	52	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	47.14
52	54	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	64.35
54	55	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	30.67
55	56	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	42.73
56	57	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	56.15
57	58	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	62.14
58	59	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	39.95
59	63	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	232.28
63	64	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	59.14
63	65	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	50.55
65	68	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	88.07
68	76	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	328.65
76	77	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	65.18
77	80	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	152.23
80	83	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	111.24
83	85	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	35.51
85	86	aéreo	PS	Puntaposte sencillo	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	65.01
86	87	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	35.8
87	88	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	23.63
88	89	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	13.26
89	90	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	CBA	36.2
85	95	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	200.37
95	100	aéreo	VS	Volada Cruceta Sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	280.26
100	104	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	204.98
104	110	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	360.85
110	114	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	206.65
114	118	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	209.73
118	119	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	40.55
119	120	aéreo	TS	Te cruceta sencilla	336.4	AR	Aluminio reforzado	ABC	18.77
<b>120</b>	<b>R-3088</b>								

Tabla 4.7 Datos detallados de circuito ZIP-4060.

## CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito dependen de la potencia del transformador y de los valores de las impedancias que representan cada uno de los elementos que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de energía, un generador de gran capacidad aportará mayor corriente que un generador pequeño.



Para este caso de estudio, ya contamos con las características del banco de potencia extraídos del sistema SIAD, así como de los conductores que conforman los alimentadores de MT mostrados desde la tabla 4.2 a la tabla 4.7; mostrando los datos importantes y necesarios para calcular las corrientes de corto circuito, de acuerdo con la metodología en pu vista anteriormente en el capítulo 2, la base que se tomo es de 100 MVA y la tensión de 115 kV base.

Los cálculos se realizan comenzando por el transformador de potencia ya que en este caso fungirá como el punto de recepción de energía y entrega hacia los circuitos.

Corriente base del transformador de lado de alta tensión:

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{\sqrt{3} (115)} = \frac{(100)(1000)}{\sqrt{3} (115)} = 502.04 A$$

Impedancia base del lado de alta tensión del transformador de potencia:

$$Z_b = \frac{(kV_b)(1000)}{\sqrt{3} (I_b)} = \frac{(115)(1000)}{\sqrt{3} (502.04)} = 132.25 \Omega$$

Corriente base para el lado de baja del transformador de potencia:

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{\sqrt{3} (115)} = \frac{(100)(1000)}{\sqrt{3} (13.8)} = 4183.69 A$$

Impedancia base del lado de baja del transformador:

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.9 \Omega$$

Cambio de base:

$$X_{TR} = 0.14212 \left( \frac{100}{30} \right) = 0.4737$$

Para el cálculo de Impedancia del circuito ZIP-4010 considerando tipo de estructura TS que se muestra en la siguiente imagen:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**



Figura 4.15 Distancias entre conductores en estructura tipo TS.

Entonces de acuerdo con la teoría de las ecuaciones de Carson modificadas aplicadas a redes de distribución mencionado en el capítulo anterior, las distancias entre conductores son las siguientes:

Dab = 62 cm	Dbc = 124 cm	Dca= 186 cm
Dan = 0	Dbn = 0	Dcn= 0

Tabla 4.8 Distancias entre conductores en estructura TS.

La altura vertical desde el piso a los conductores es de 11.8 m. Por practicidad los valores se manejarán en unidad de ft, por lo que las distancias quedan de la siguiente manera:

$$d1=0+j38.7139, d2=2.03412+j38.71391, d3=6.10236+j38.71391 \text{ y } d4=0$$

Y para formar la matriz de impedancias primitiva y de acuerdo con la teoría de Carson:

$$Z_{aa} = 0.0953 + 0.385 + j0.12134 \left( \ln \left( \frac{1}{0.0217} + 7.93402 \right) \right)$$

$$Z_{aa} = 0.4803 + j1.424499 \text{ } \Omega / \text{milla}$$



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

$$Z_{ab} = 0.0953 + j0.12134 \left( \ln \left( \frac{1}{2.03412} \right) + 7.93402 \right)$$

$$Z_{ab} = 0.0953 + j0.8766 \Omega/\text{milla}$$

$$Z_{ac} = 0.0953 + j0.12134 \left( \ln \left( \frac{1}{4.06824} \right) + 7.93402 \right)$$

$$Z_{ac} = 0.0953 + j0.7432 \Omega/\text{milla}$$

Haciendo esto para las otras fases obtenemos la matriz de impedancia primitiva:

$$Z_{ABC} = \begin{bmatrix} 0.4803 + j1.4275 & 0.0953 + j0.8765 & 0.0953 + j0.7432 \\ 0.0953 + j0.8765 & 0.4803 + j1.4275 & 0.0953 + j0.7924 \\ 0.0953 + j0.7432 & 0.0953 + j.7924 & 0.4803 + j.1.4275 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

Impedancia de secuencia:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.4169 + j1.8862 & 0.0239 + j0.0036 & -0.0239 + j0.0036 \\ -0.0239 + j0.0036 & 0.2392 + j0.3874 & -0.0478 - j0.0072 \\ 0.0239 + j0.0036 & 0.0478 - j0.0072 & 0.2392 + j0.3874 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

Impedancia en pu:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.2189 + j0.9905 & 0.0126 + 0.0019 & -0.0126 + j0.0019 \\ -0.0126 + j0.0019 & 0.1256 + j0.2034 & -0.0251 - j0.0038 \\ 0.0126 + j0.0019 & 0.0251 - j0.0038 & 0.1256 + j0.2034 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

Niveles de corriente de corto circuito:

$$I_{ccg} \text{monofásica} = 4602 \text{ A} \quad I_{ccg} \text{trifásica} = 7410 \text{ A}$$

$$I_{ccTR} \text{monofásica} = 8071.68 \text{ A} \quad I_{ccTR} \text{trifásica} = 7738.60 \text{ A}$$

En el circuito ZIP-4010:

$$I_{cc} \text{monofásica} = 1737.76 \text{ A} \quad I_{ccTR} \text{trifásica} = 2883.55 \text{ A}$$





## “ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”

Al tener las características del sistema en ASPEN, simulamos inicialmente las fallas monofásicas y trifásicas, que son los niveles de mínimo y máximo en donde se encuentran las demás fallas como monofásica y monofásica a tierra, para poder comparar los datos calculados, cabe mencionar que los 6 circuitos son de distancias largas, que cada circuito tiene diferentes distancias desde el interruptor del alimentador a la salida de la Subestación hasta el fin de cada circuito en Zonas distantes donde se entrega la energía a los consumidores finales, por lo que para el análisis se consideran 2 tramos del circuito, el primero del interruptor del alimentador a la primera protección sobre la línea troncal, es decir al primer restaurador colocado sobre la troncal del circuito y el segundo tramo desde ese primer restaurador hasta el siguiente restaurador sobre la misma troncal, es decir el segundo; tal y como se muestra en las tablas de la 4.2 a la 4.7 y esos puntos se muestran en ASPEN como un bus más, únicamente para representación en ASPEN.

### SIMULACIONES DE NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN ASPEN

Ya que se tienen las características de los componentes del sistema de estudio y los cálculos principales de corto circuito, el siguiente paso es crear el sistema en ASPEN para realizar el análisis de coordinación de protecciones que el principal propósito.

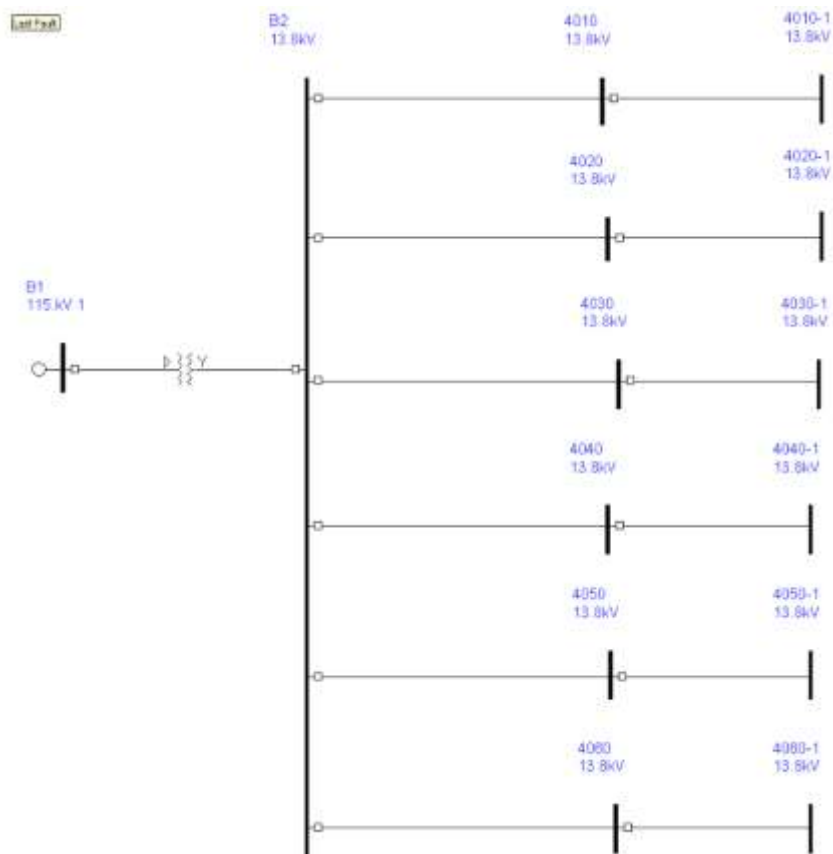


Figura 4.16 Sistema de estudio en ASPEN.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 115 kV:

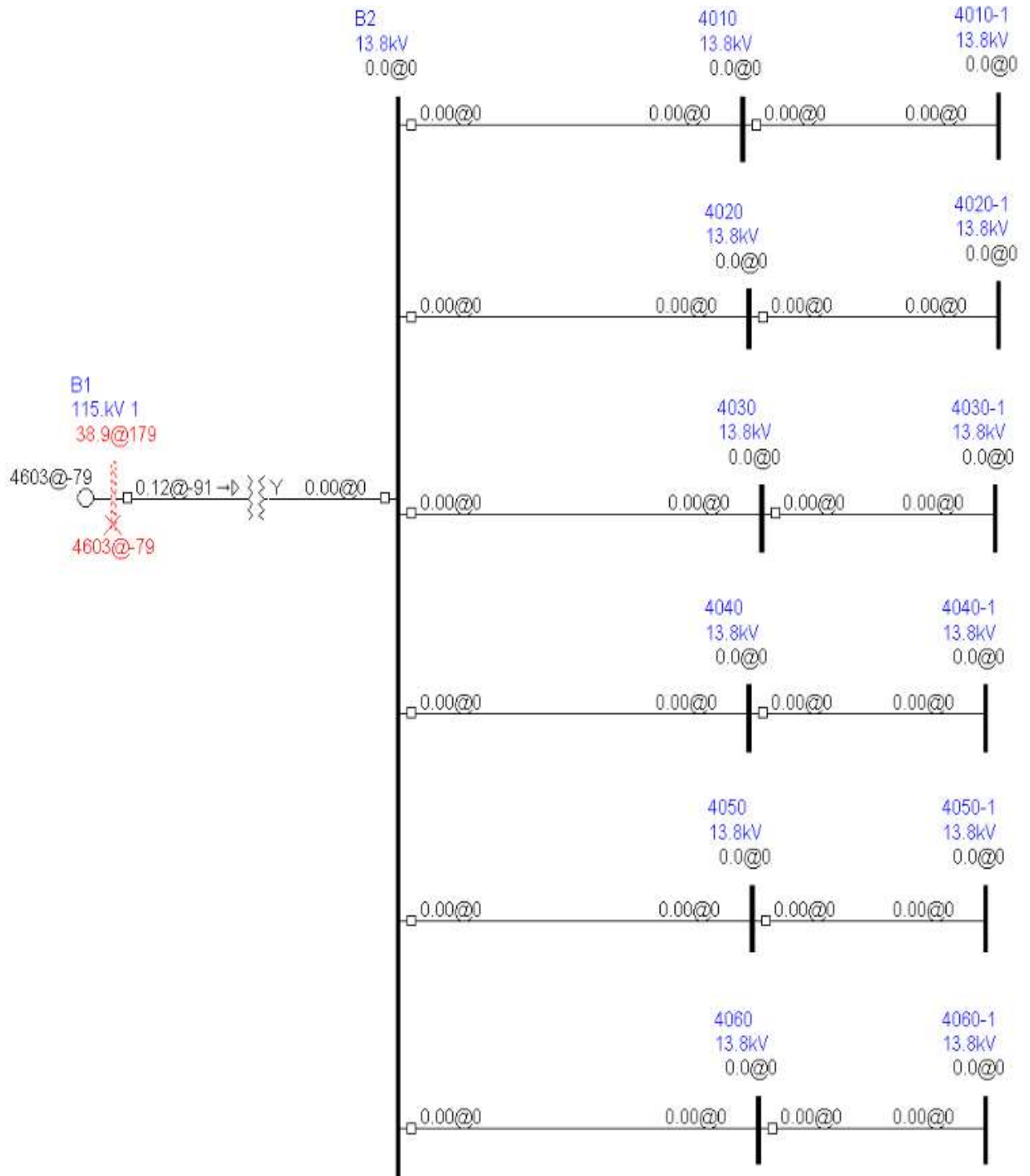


Figura 4.17 Corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 115 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 115 kV:

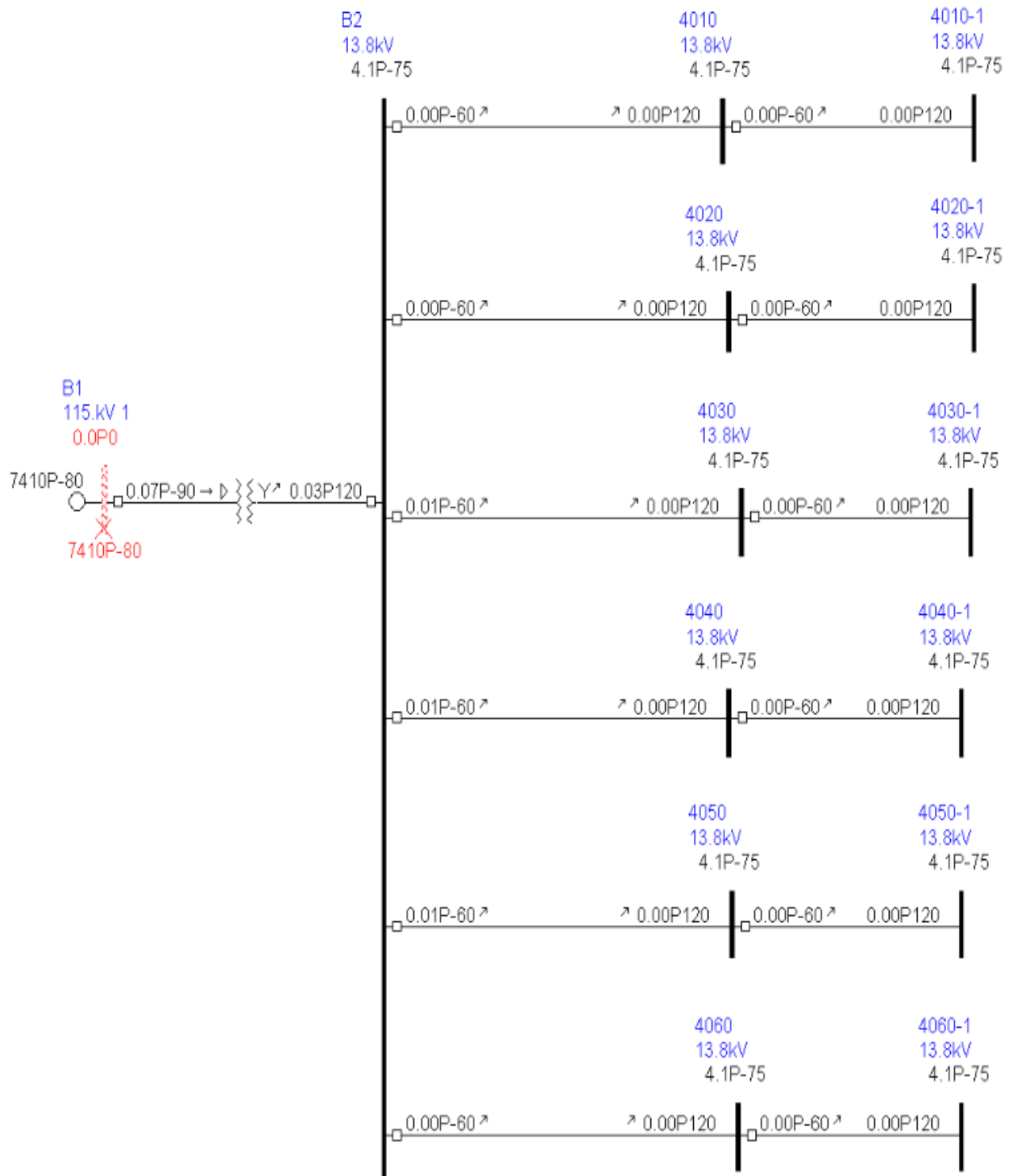


Figura 4.18 Corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 115 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 13.8 kV.

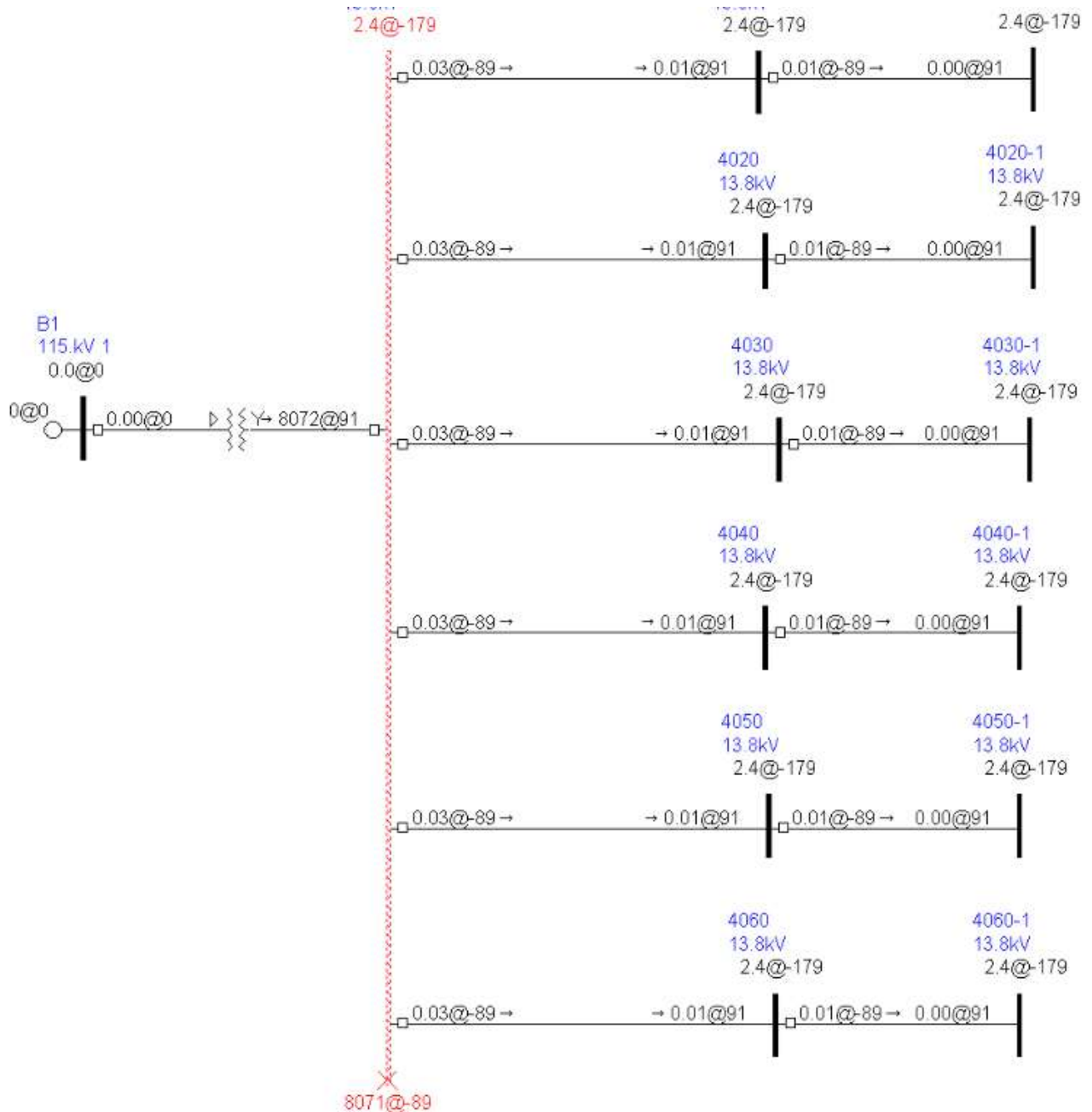


Figura 4.19 Corriente de corto circuito en falla monofásica en bus de 13.8 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 13.8 kV:

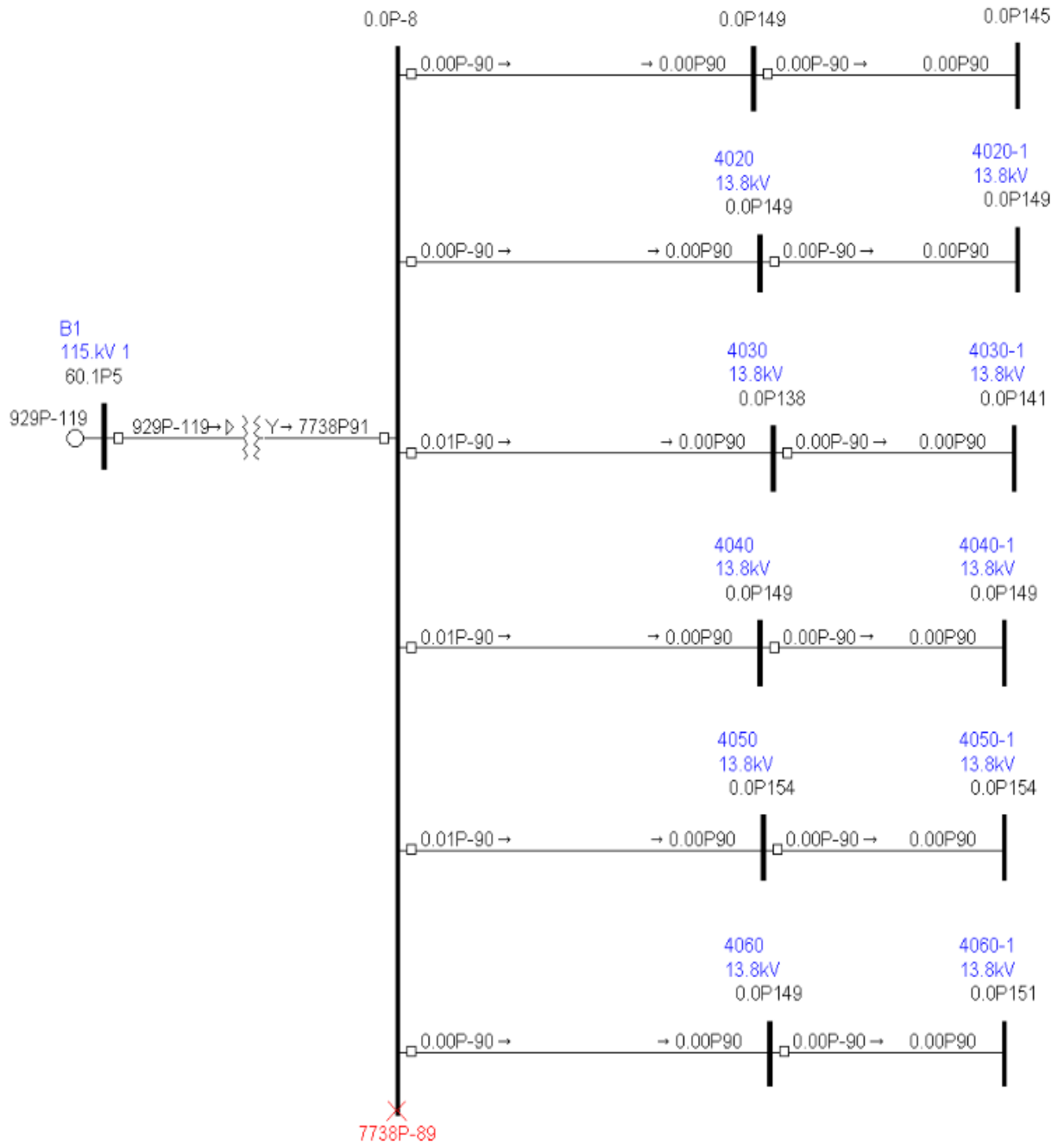


Figura 4.20 Corriente de corto circuito en falla trifásica en bus de 13.8 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla monofásica en el primer tramo del circuito ZIP-4010:

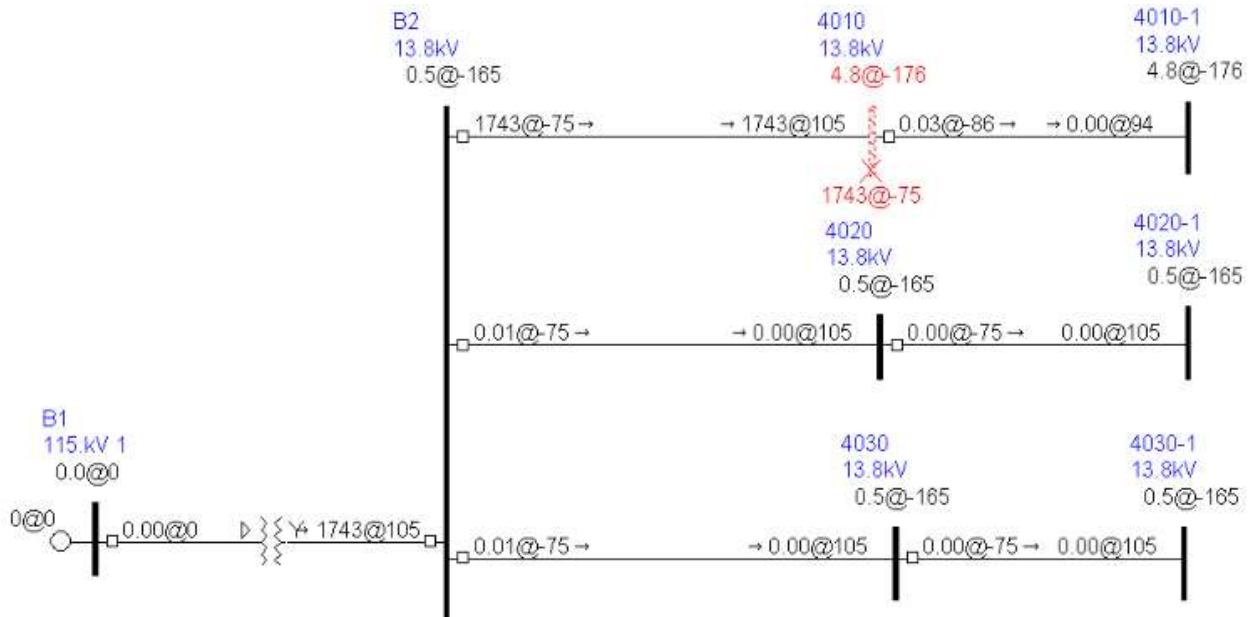


Figura 4.21 Corriente de corto circuito en falla monofásica en el primer tramo del circuito ZIP-4010.

Simulación de corriente de corto circuito en falla trifásica en el primer tramo de circuito ZIP-4010:

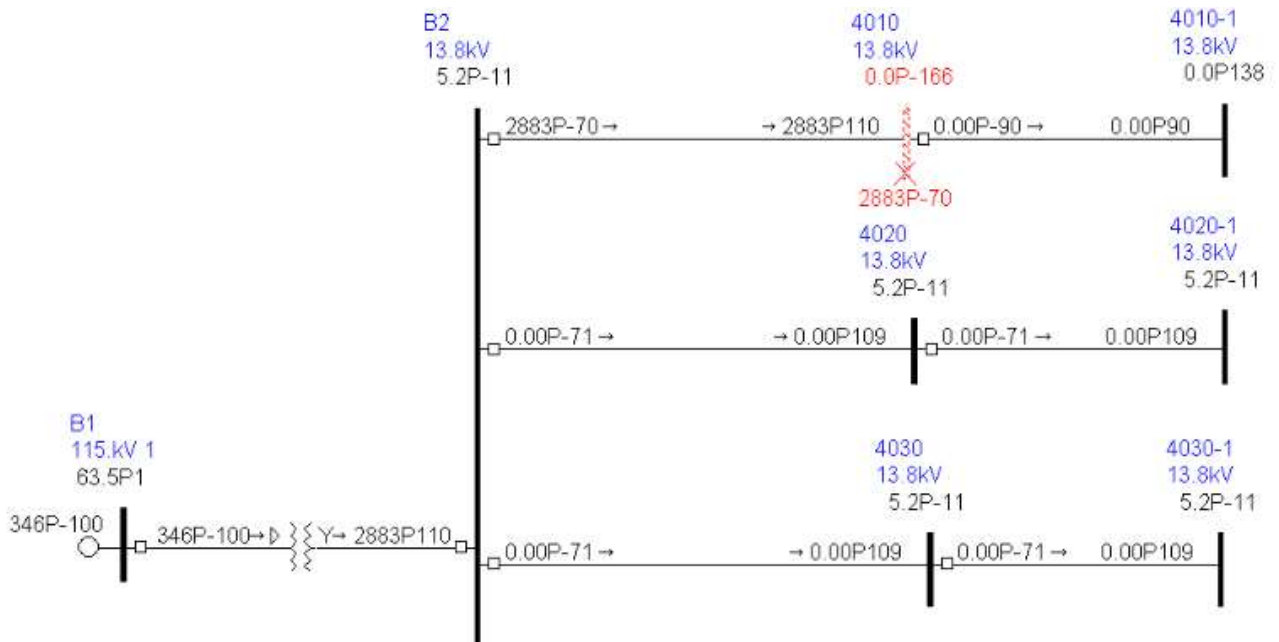


Figura 4.22 Corriente de corto circuito en falla trifásica en el primer tramo de circuito ZIP-4010.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Simulación de corriente de corto circuito en falla monofásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010:

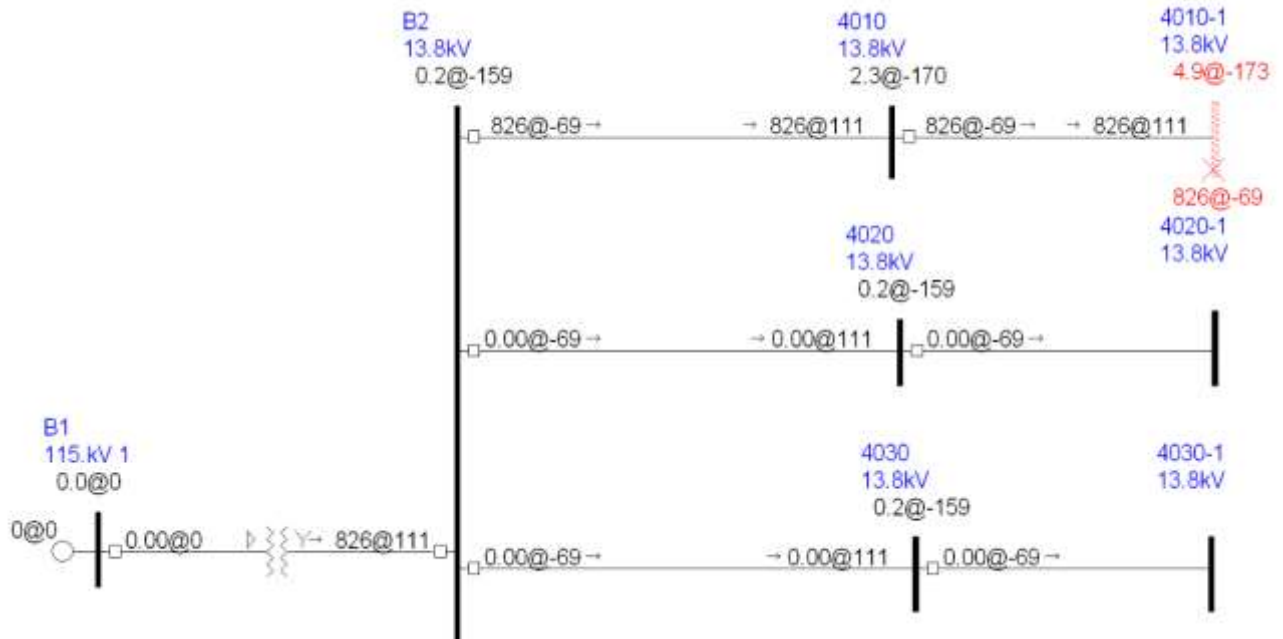


Figura 4.23 Corriente de corto circuito en falla monofásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.

Simulación de corriente de corto circuito en falla trifásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010:

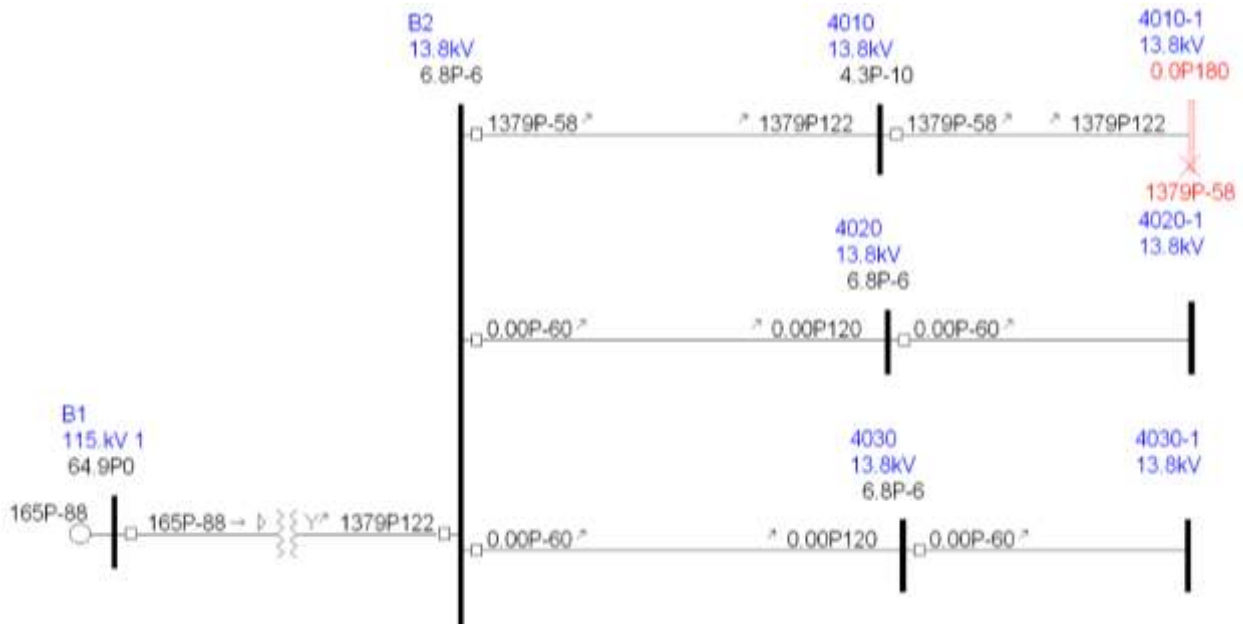


Figura 4.24 Corriente de corto circuito en falla trifásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

## COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Mediante “el libro verde” así llamado al GOD-3562, se realiza el cálculo de ajustes de relevadores de sobrecorriente instantáneo y sobrecorriente temporizado 50/51.

Los relés y restauradores de protección con los que se cuenta son los siguientes:

Zona	Sub	Equipo Asociado	No. De Asa	Marca	Tipo	Empresa	Fecha en Servicio	Voltaje Alimentación	Corriente Nominal	Tensión Nominal	Palanca	Tap	Esquema	Tiempo de Recierre
TEH	ZIP	4010	51AMT	SEL	351A	D	2009.02.06	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	4020	51AMT	SEL	351A	D	2009.06.03	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	4030	51AMT	SEL	351A	D	2009.02.06	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	4040	51AMT	SEL	351A	D	2009.02.10	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	63040	51AAT	SEL	351A	T	2012.02.14	125	5	69	2	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	72010	51AT	ABB	DPU-2000R	D	2005.06.12	125	5	115	2	3	51A7/51NT	N.A.
TEH	ZIP	72020	51AT	ABB	DPU-2000R	T	2007.05.21	125	5	115	1.5	1.3	51A7/51NT	N.A.
TEH	ZIP	T1	87T	ABB	TPU-2000R	D	2008.04.30	125	5	115/13.8	0	0	87T/51BT	N.A.
TEH	ZIP	T2	87T	ABB	TPU-2000R	T	2007.04.30	125	5	115/69	0	0	87T	N.A.
TEH	ZIP	4050	51AMT	SEL	351A	D	2010.11.25	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG
TEH	ZIP	4060	51AMT	SEL	351A	D	2010.11.26	125	5	13.8	1	3.2	50/51/79	15 SEG

Tabla 4.9 Características de relevadores de protección.



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04010 (CALIPAN) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap
ZIP04010	19-0159	ARTECHI19	Electronico		R3032	0	0	0	0	0
ZIP04010	19-0184	ARTECHI19	Electronico		R3096	1	1	1	0	1

Tabla 4.10 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4010.



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04020 (AJALPAN) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap
ZIP04020	19-0023	NOJA	21 Hidraulico		R3049	1	1	1	1	1
ZIP04020	19-4311	NOJA	19 Electronico		R3085	1	2	3	4	2

Tabla 4.11 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4020.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04030 (ZINACATEPEC) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap	
ZIP04030	19-0128	ARTECHI19	Electronico		R3031	1	1	1	3	1	1
ZIP04030	19-4283	ARTECHI19:M	Electronico		R3122	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.12 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4030.



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04040 (COXCATLAN) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap	
ZIP04040	19-0021	ARTECHI19	Electronico		R3030	0	0	0	1	0	0
ZIP04040	19-0179	ARTECHI19	Electronico		R3097	1	1	1	0	0	0

Tabla 4.13 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4040.



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04050 (CHILAC) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap	
ZIP04050	19-0168	ARTECHI19	Electronico		R3027	0	0	0	0	0	0
ZIP04050	19-4261	ARTECHI22	Externo		R3016	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.14 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4050.



**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ZONA TEHUACAN**

REPORTE DETALLADO DE RESTAURADORES

**Circuito 04060 (ALTEPEXI) de la Subestación ZIP (ZINACATEPEC)**

Circuito	Id	Marca	TipoSubtipo	Vel	Id. Tec.	T1	T2	T3	Oper.	Op. Rap	
ZIP04060	19-0149	NOJA	19 Electronico		R3090	1	2	3	3	2	2
ZIP04060	19-4303	NOJA	19 Electronico		R3088	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.15 Características de restauradores de protección en circuito ZIP-4060.



Para protección principal de sobrecorriente temporizado del transformador de potencia, se utilizan relés ABB DPU-2000R, estos ya están instalados actualmente y son los que han presentado ordenes de disparo a los interruptores asociados que son los interruptores ZIP-72010 y ZIP-42010, mientras que para los alimentadores se tienen relés SEL 351, para protección y mando de los de interruptores ZIP-4010, ZIP-4020, ZIP-4030, ZIP 4040, ZIP-4050 Y ZIP-4060, todos estos relés ya cuentan con ajustes de protección como palanca, tap y tiempo de recierres establecidos y guiados por el GOD-3560 “Criterios para el calculo de ajustes para la coordinación para transformadores de potencia y el GOD-3562 “Criterios para la coordinación para transformadores de potencia”.

Y de acuerdo con esos criterios estos son los ajustes para los relés de protección calculados:

### **PROTECCIÓN EN ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 51H**

La protección en Alta Tensión del transformador, lo protege contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de Baja Tensión. Este tipo de fallas externas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al presentarse esta condición, la protección debe operar y librar al transformador. Para la protección del transformador de potencia se considera su curva de sobrecarga normalizada (ANSI), la cual fija un límite de seguridad a partir del cual se establecen lineamientos generales para el ajuste de su protección. [14]

El transformador de potencia ZIP-T1 tiene clase de enfriamiento OA/FA1/FA2, por lo que se considera sobrecarga del 200%.

Según el GOD-3560 la protección contra sobrecorrientes debe operar y librar una falla alrededor de 1 segundo para evitar alcanzar la curva de daño del transformador. De esta manera, sabiendo que la  $I_n=90.36$  A.

$$I_{pick\ up\ lado\ secundario} = 4.52\ A$$

$$Tap = 4.52$$

La RTC seleccionada es 40, considerando que no debe ser menor a 5 A en lado baja del relevador y la corriente máxima de corto circuito no debe exceder de 100 A.

Seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla trifásica en el bus de 13.8 kV y se tiene una corriente de 7738.60 A, por lo que la corriente de falla trifásica en el lado de alta es igual a 928.63 A.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

$$I_{CC \text{ lado secundario}} = \frac{928.63}{40} = 23.22 \text{ A}$$

$$\text{Multiplo del Tap} = \frac{23.22}{4.52} = 5.14$$

De acuerdo con las curvas del relevador de la figura 4.25, localizamos este múltiplo en la parte inferior de las mismas y este múltiplo corresponde a una línea vertical que cruza todas las curvas posibles de obtenerse con los diferentes ajustes de palanca. Localizamos dos puntos en la gráfica, el primero al cruce por 0.5 segundos y otro al cruce por 1.5 segundos, para ambas cruces se localizan curvas identificadas con números que serán el límite inferior y superior respectivamente de nuestro estudio. [20]

Teniendo una palanca de 0.2, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las formulas para el tiempo de operación de cada curva, estas fórmulas se muestran más adelante en la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.92 s, y cumple con el criterio de operación en un tiempo de 0.8 a 1 s.

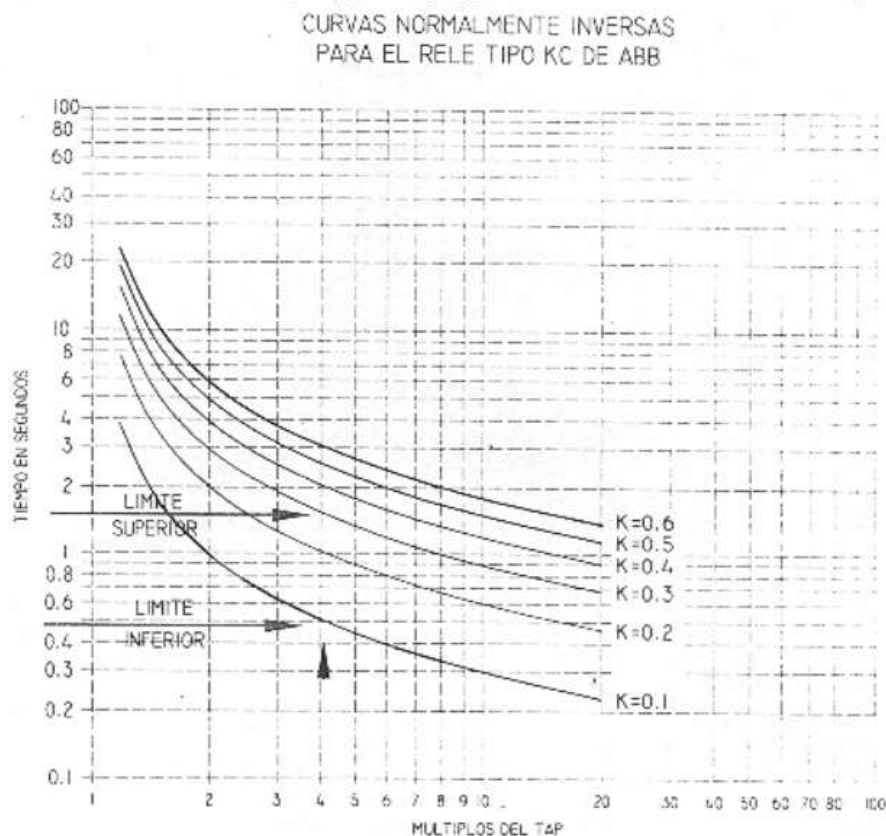


Figura 4.25 Curvas normalmente inversas para relé ABB.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

TIPO DE CURVA	ECUACION
INVERSA	$t = \frac{0.14}{I^{0.02} - 1} \cdot K$
MUY INVERSA	$t = \frac{13.5}{I - 1} \cdot K$
EXTREMADAMENTE INVERSO	$t = \frac{80}{I^2 - 1} \cdot K$
K= PALANCA EXPRESADA EN VALOR DECIMAL	I= MULTIPLO DE LA CORRIENTE MÍNIMA DE OPERACIÓN

Tabla 4.16 Ecuaciones normalizadas que definen diferentes características de operación tiempo-corriente.

**PROTECCIÓN DE NEUTRO EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 51 NT**

La protección de Neutro de Baja Tensión del transformador, lo protege contra algunas fallas internas a tierra como las ocurridas en ciertas porciones del devanado secundario y contra fallas externas a tierra, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de Baja Tensión. Las fallas internas a tierra en el devanado secundario y las fallas externas a tierra pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al presentarse esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos de alrededor de 1.5 segundos o más si la protección de fase tiene la suficiente sensibilidad para despejar las fallas a tierra en tiempos de aproximadamente 1.0 segundos, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido. [14]

Según el GOD-3560 el criterio que se debe de tomar de 30% de la capacidad nominal para proteger contra cargas desbalanceadas; por lo que:

$$I_{pick\ up\ lado\ secundario} = 0.87\ A$$

$$Tap = 1$$



La RTC seleccionada es 260 y seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla monofásica a la salida de los alimentadores de 13.8 kV y se tiene una corriente de 8071.68 A.

$$I_{CC \text{ lado secundario}} = \frac{8071.68}{260} = 31.04 \text{ A}$$

$$\text{Multiplo del Tap} = \frac{31.04}{1} = 31.04$$

Teniendo una palanca de 0.4, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las fórmulas para el tiempo de operación de cada curva de la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.78 s.

### **PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 51F, 51N**

Los relevadores de sobrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal OA del transformador (se recomienda que operen en un tiempo aproximado de 0.6 segundos). [14]

Para la selección de la  $I_{pick\ up}$  se toma el criterio de 150% de la corriente en OA, así que:

$$I_{pick\ up \text{ lado secundario}} = 4.34 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = 4$$

La RTC seleccionada es 260 y seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla trifásica en el bus de 13.8 kV y se tiene una corriente de 7738.60 A.

$$I_{CC \text{ lado secundario}} = \frac{7738.60}{260} = 29.76 \text{ A}$$

$$\text{Multiplo del Tap} = \frac{29.76}{4} = 7.44$$

Teniendo una palanca de 0.2, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las fórmulas para el tiempo de operación de cada curva de la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.70 s, y cumple con el criterio de operación en un tiempo de 0.6 a 0.8 s.

Para instalaciones con arreglos en ambos lados del transformador, el elemento 51N con conexión residual en el lado de baja tensión puede ajustarse a un valor entre el 10% y el 50%



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

de la corriente nominal del transformador sin que este sea superior al ajuste dado al 51NT; por lo general se ajusta al 30% de la corriente nominal en OA del transformador. [14]

Según el GOD-3560 el criterio que se debe de tomar de 30% de la capacidad nominal para proteger contra cargas desbalanceadas; por lo que:

$$I_{pick\ up\ lado\ secundario} = 0.87\ A$$

$$Tap = 1$$

La RTC seleccionada es 260 y seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla monofásica a la salida de los alimentadores de 13.8 kV y se tiene una corriente de 8071.68 A.

$$I_{CC\ lado\ secundario} = \frac{8071.68}{260} = 31.04\ A$$

$$Multiplo\ del\ Tap = \frac{31.04}{1} = 31.04$$

Teniendo una palanca de 0.3, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las fórmulas para el tiempo de operación de cada curva de la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.60 s y cumple con el criterio de operación en un tiempo de 0.6 a 0.8 s.

### **PROTECCIÓN EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN (50F/51F, 50N/51N)**

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deben ajustar 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, etc.; se recomienda un 200% de la corriente de carga máxima. Para la selección de ajustes de las unidades 51 de fase de cada alimentador deben considerarse los siguientes aspectos:

- Mayor que la carga máxima del circuito.
- Menor que la capacidad de conducción (ampacidad) del conductor de la línea troncal.

En lo relativo a la selección de ajustes de los elementos 51 de neutro o residuales, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- Mayor que el máximo desbalance existente debido a condiciones de cargas no balanceadas.
- Menor al 30% del ajuste de la protección de fase, para disponer de una adecuada sensibilidad para la detección de fallas con baja magnitud.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

- Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobre alcancen a las protecciones delanteras, se estima que ajustes que cubran máximo el 80% de la longitud existente entre la subestación y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea.[14]

Para los ajustes de relé 51 F, se considera un criterio de 200% de la corriente de carga del alimentador.

$$I_{pick\ up\ lado\ secundario} = 6.97\ A$$

$$Tap = 7$$

La RTC seleccionada es 60 y seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla trifásica de 13.8 kV y se tiene una corriente de 7738.60 A.

$$I_{CC\ lado\ secundario} = \frac{7738.60}{60} = 128.98\ A$$

$$Multiplo\ del\ Tap = \frac{128.98}{7} = 18$$

Teniendo una palanca de 0.2, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las fórmulas para el tiempo de operación de cada curva de la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.47 s y cumple con el criterio de operación en un tiempo de 0.3 a 0.6 s.

Y para los ajustes de relé 51 N, se considera un criterio de 30% de la corriente de carga del alimentador.

$$I_{pick\ up\ lado\ secundario} = 1.05\ A$$

$$Tap = 1$$

La RTC seleccionada es 60 y seleccionamos la palanca mediante la simulación de una falla trifásica de 13.8 kV y se tiene una corriente de 8071.68 A.

$$I_{CC\ lado\ secundario} = \frac{8071.68}{60} = 134.53\ A$$

$$Multiplo\ del\ Tap = \frac{134.53}{1} = 134.53$$



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Teniendo una palanca de 0.25, escogemos una curva Inversa que de acuerdo con las fórmulas para el tiempo de operación de cada curva de la tabla 4.10, que como resultado el tiempo de operación es de 0.33 s y cumple con el criterio de operación en un tiempo de 0.3 a 0.6 s.

El criterio para calcular el nivel de corriente de corto circuito instantáneo, 50 F y 50 N es del 80% de la línea, por lo que los cálculos para el 80% de cada tramo son los siguientes:

CIRCUITO	PORCENTAJE DE LÍNEA	TRAMO 1		TRAMO 2	
		ICC 3F (Amperes)	ICC 1F (Amperes)	ICC 3F (Amperes)	ICC 1F (Amperes)
ZIP4010	100%	<b>2,883.55</b>	<b>1,737.76</b>	<b>1,378.95</b>	<b>817.38</b>
	80%	<b>3,311.18</b>	<b>2,065.48</b>	<b>1,542.62</b>	<b>915.02</b>
ZIP4020	100%	<b>4,072.85</b>	<b>2,714.57</b>	<b>2,858.97</b>	<b>1,719.63</b>
	80%	<b>4,513.75</b>	<b>3,135.93</b>	<b>3,041.39</b>	<b>1,855.97</b>
ZIP4030	100%	<b>1,554.71</b>	<b>988.41</b>	<b>902.26</b>	<b>513.41</b>
	80%	<b>1,864.30</b>	<b>1,203.13</b>	<b>984.97</b>	<b>568.03</b>
ZIP4040	100%	<b>1,697.49</b>	<b>937.82</b>	<b>1,099.32</b>	<b>583.77</b>
	80%	<b>2,019.64</b>	<b>1,141.12</b>	<b>1,182.78</b>	<b>631.47</b>
ZIP4050	100%	<b>1,815.92</b>	<b>982.03</b>	<b>1,140.04</b>	<b>587.17</b>
	80%	<b>2,150.19</b>	<b>1,192.73</b>	<b>1,231.83</b>	<b>638.53</b>
ZIP4060	100%	<b>3,629.11</b>	<b>2,325.42</b>	<b>2,192.88</b>	<b>1,235.37</b>
	80%	<b>4,075.39</b>	<b>2,716.89</b>	<b>2,381.83</b>	<b>1,363.27</b>

Tabla 4.17 Resumen de niveles de corrientes de corto circuito.

El valor de corriente de cada tramo del circuito correspondiente al 80% de la línea será en valor al que se ajuste el instantáneo de sobrecorriente en ASPEN.

Teniendo los valores de ajuste de las protecciones, se realiza el paso de estos ajustes a ASPEN en el sistema que ya se había creado, una cuestión importante es que los ajustes no fueron exactamente los mismos, ya que con estos cálculos se encontraron situaciones como, empalme de las curvas de protección de los elementos de protección del transformador de potencia con las curvas de protección de los equipos que actúan como protección primaria de los circuitos de distribución, tiempo mayor o menor de operación de las protecciones, ya que en ASPEN se seleccionan las curvas correspondientes a cada tipo y marca de relé o restaurador, de hecho para el segundo tramo de la línea troncal de los circuitos 4010, 4030, 4040 y 4050, tienen como protección restauradores marca ARTECHE y los circuitos 4020 y 4060 marca NOJA, en el sistema ASPEN se cuenta con las curvas de los equipos NOJA pero no para los de marca ARTECHE, por lo que estos se están simulando como un relé, así utilizamos las curvas correspondientes a esa marca.





## “ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”

Siendo así, los ajustes de protección de sobrecorriente para cada equipo quedan de la siguiente manera, para el interruptor de alta ZIP-72010 del transformador:

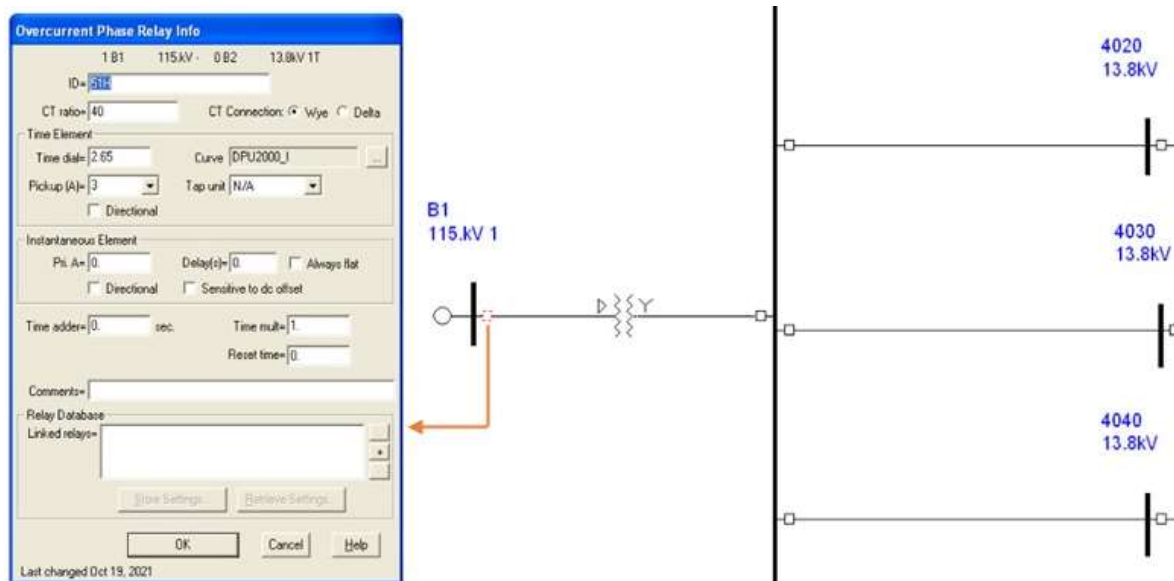


Figura 4.26 Ajustes de relé 51 H 72010.

Las protecciones de sobrecorriente asociadas al interruptor de baja ZIP-42010 del transformador son las que se muestran en la Figura 4.27.

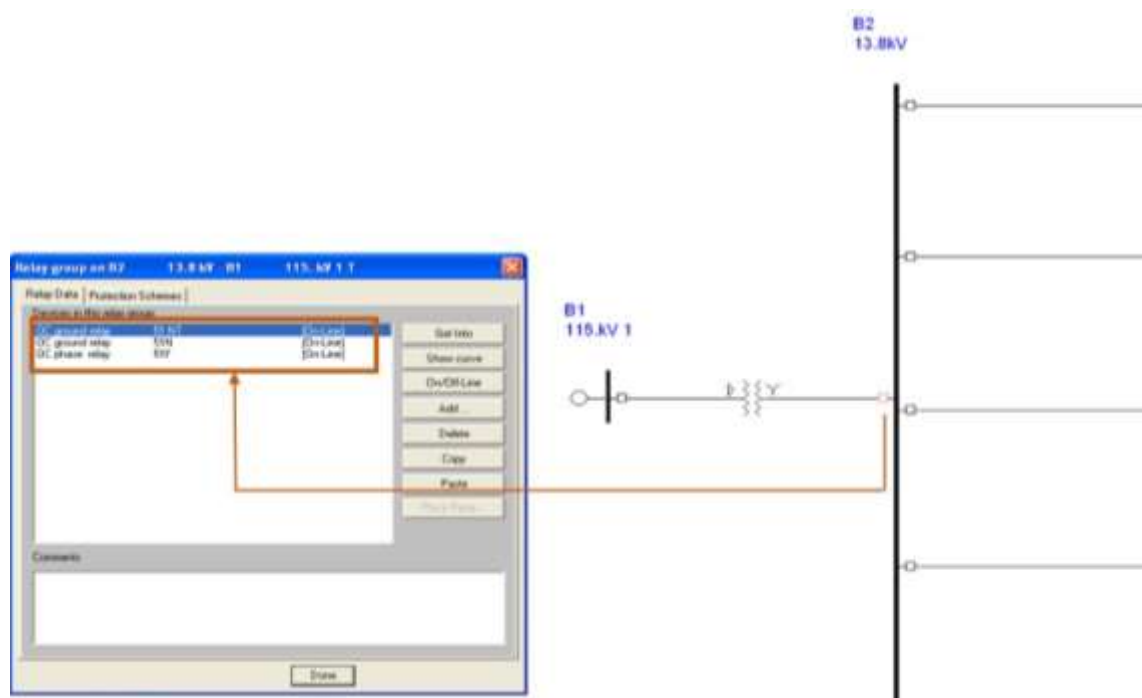


Figura 4.27 Protecciones asociadas a interruptor ZIP-42010.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Ajustes de 51 NT:

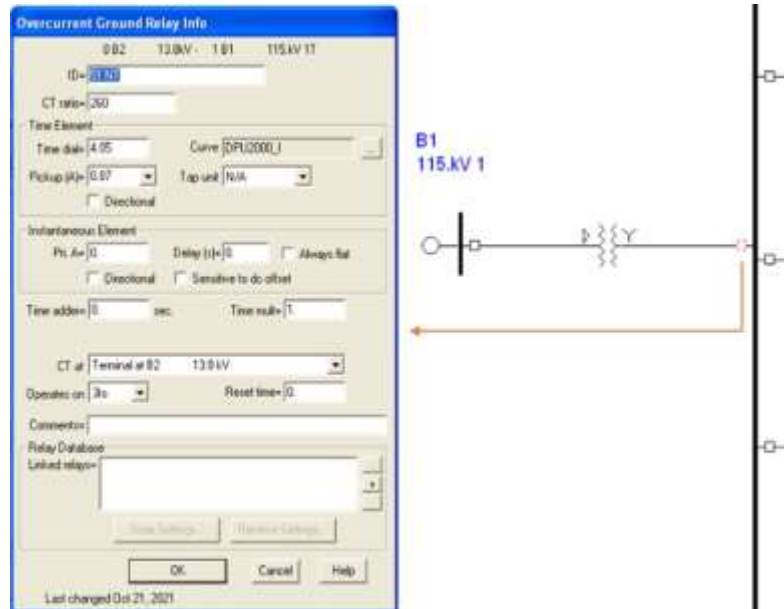


Figura 4.28 Ajustes de 51 NT.

Ajustes 51 N:

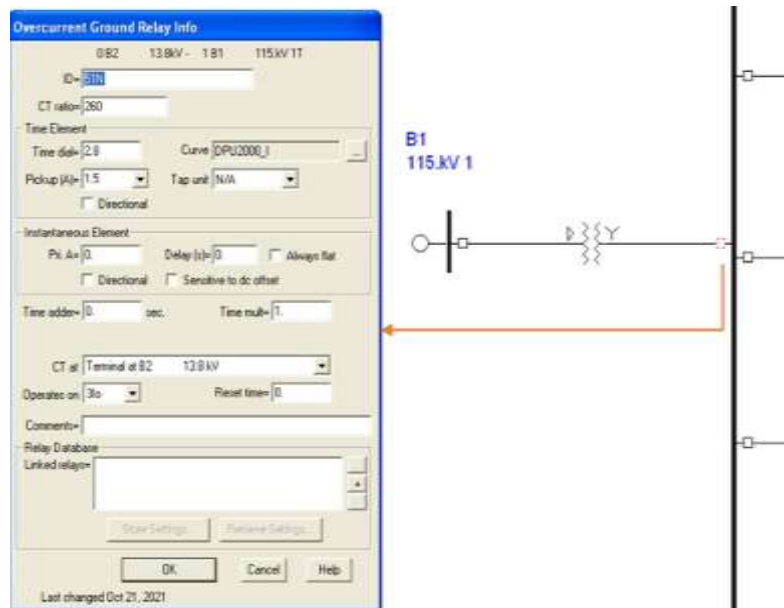


Figura 4.29 Ajustes de 51 N.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Ajustes 51 F:

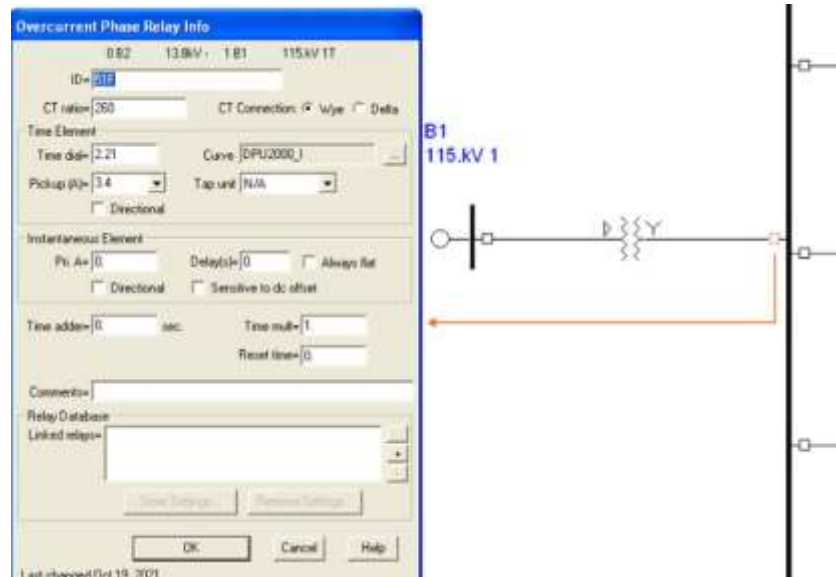


Figura 4.30 Ajustes de 51 F en ZIP-42010.

Para el caso de los alimentadores se mostrarán los ajustes del circuito ZIP-4010, primeramente, los de 51N.

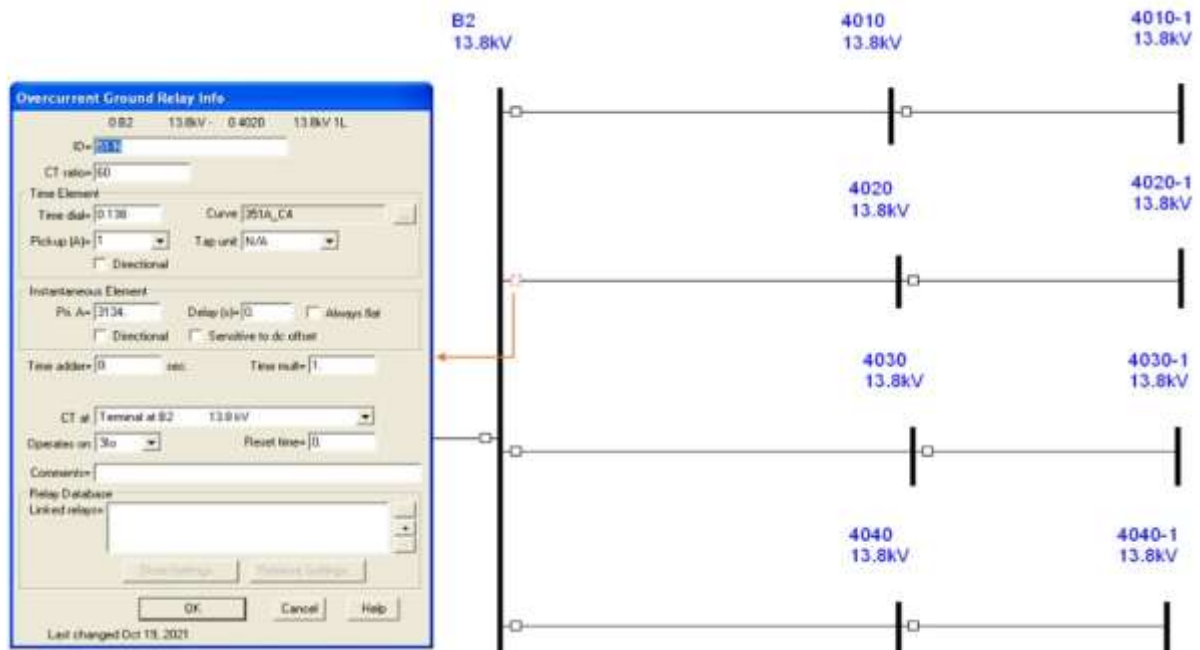


Figura 4.31 Ajustes de 51 N en alimentador.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Ajustes de 51 F de alimentador:

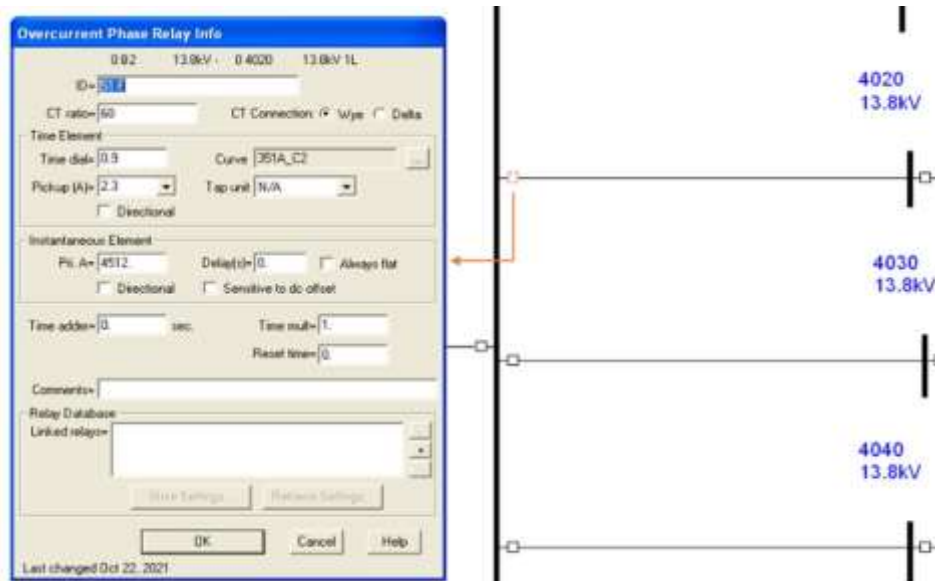


Figura 4.32 Ajustes de 51 F en alimentador.

Los ajustes de protección del relevador NOJA son los siguientes:

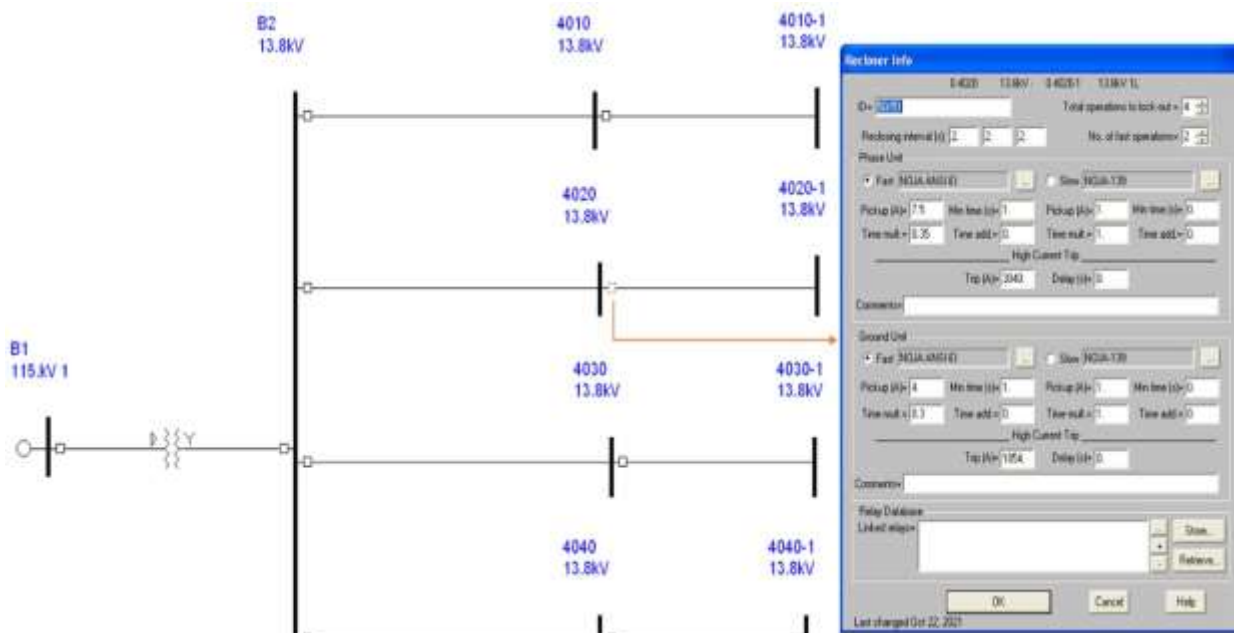


Figura 4.33 Ajustes de restaurador.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Se comprueban los tiempos de operación en cada elemento de protección para fallas monofásica y trifásicas. La primera simulación de falla es monofásica en el bus de 13.8 kV, en donde la protección 51 N opera en un tiempo de 0.60 s y la 51 H en 1.04 s como respaldo en caso de una falla en dicho bus.

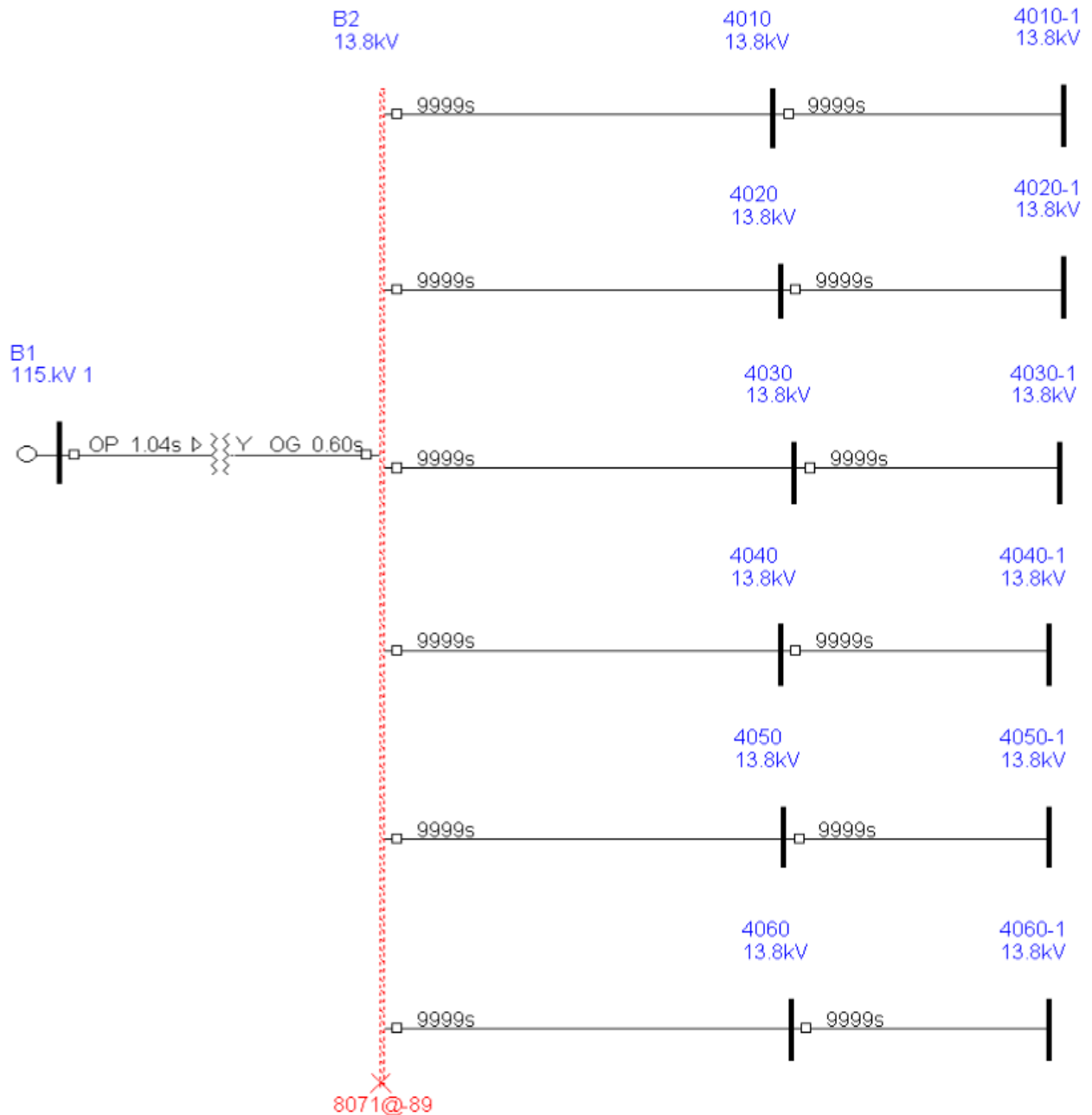


Figura 4.34 Falla monofásica en bus de 13.8 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

La siguiente es una falla trifásica, para este caso la protección 51 F del ZIP-42010 opera en 0.61s mientras que la 51 H también como respaldo baja el tiempo de operación a 0.80 s, ya que el nivel de corriente de corto circuito es menor en comparación con el de una falla monofásica, como se muestra en la Figura 4.35.

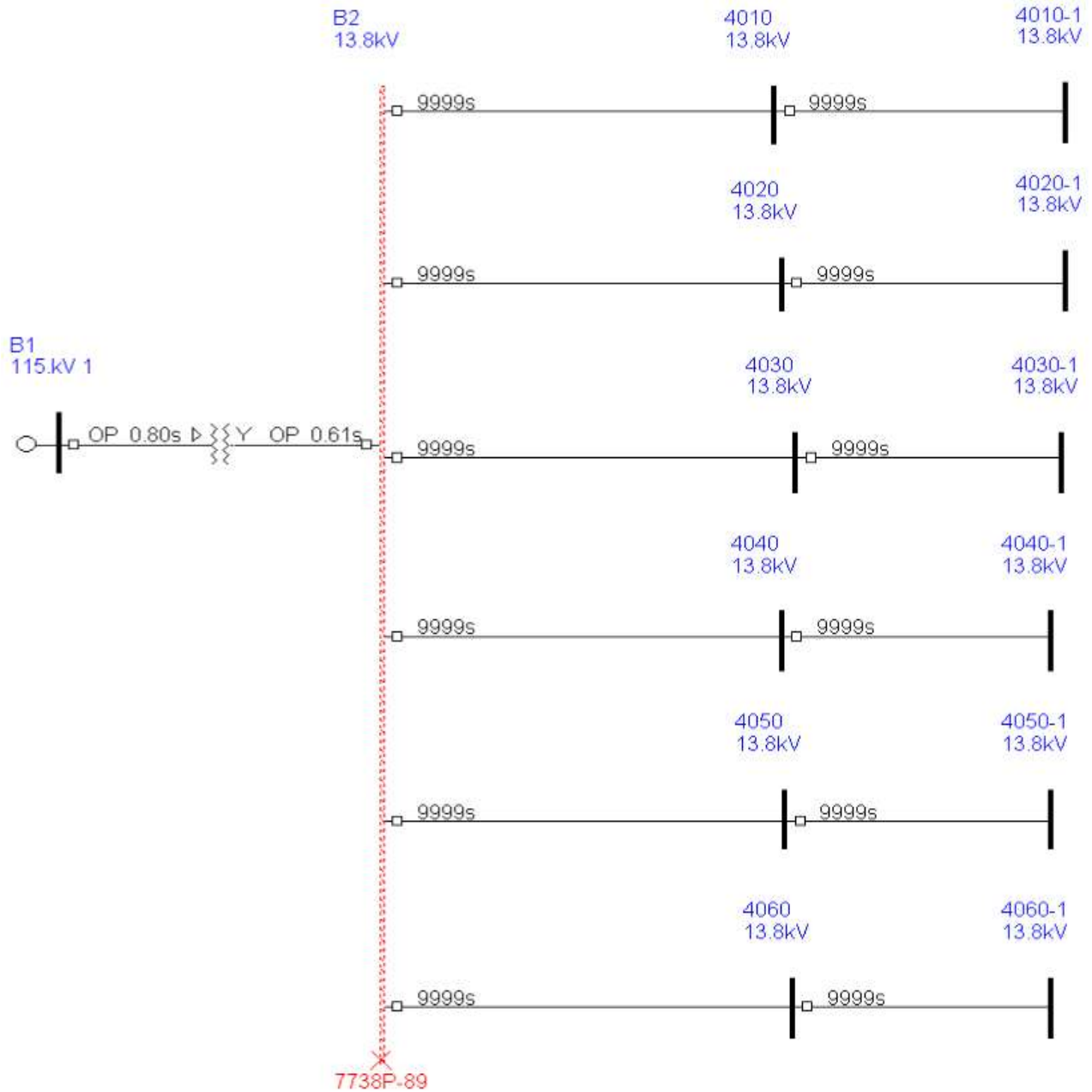


Figura 4.35 Falla trifásica en el bus de 13.8 kV.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

La siguiente simulación es de una falla monofásica en el 100% del primer tramo de línea troncal del circuito ZIP-4010 en donde se muestra un valor de corriente de corto circuito de 2883 Amperes, como podemos ver la protección primaria opera en 0.39 s y la protección de del interruptor de baja del transformador actúa como respaldo en un tiempo de 1.09 s:

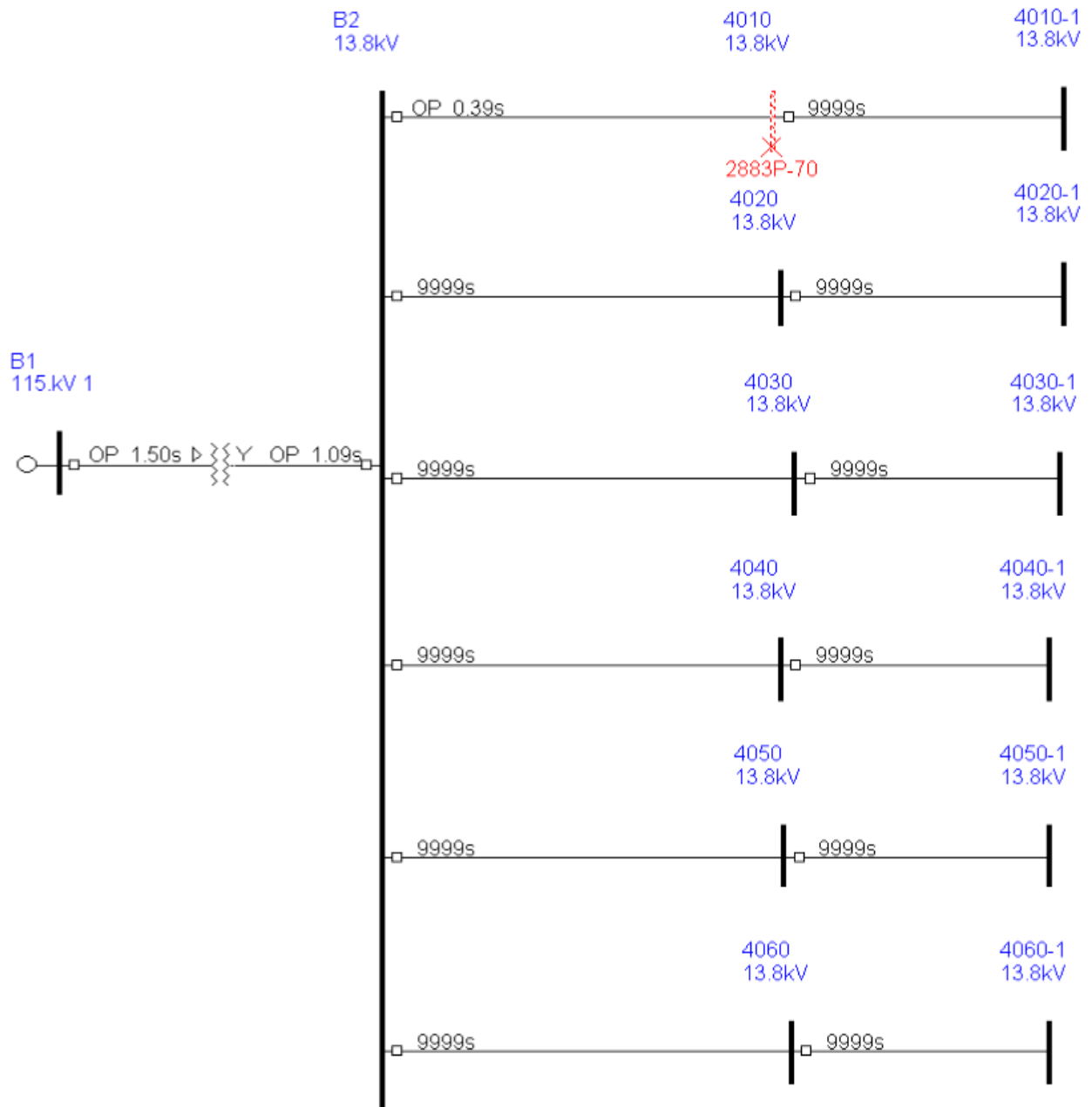


Figura 4.36 Falla monofásica en circuito ZIP-4010.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

La siguiente falla es trifásica, la simulación es en el mismo punto que la anterior, la corriente corto circuito es mayor en este caso, se observa el tiempo de operación de la protección primaria de 0.39 s y la de respaldo en 1.09 s:

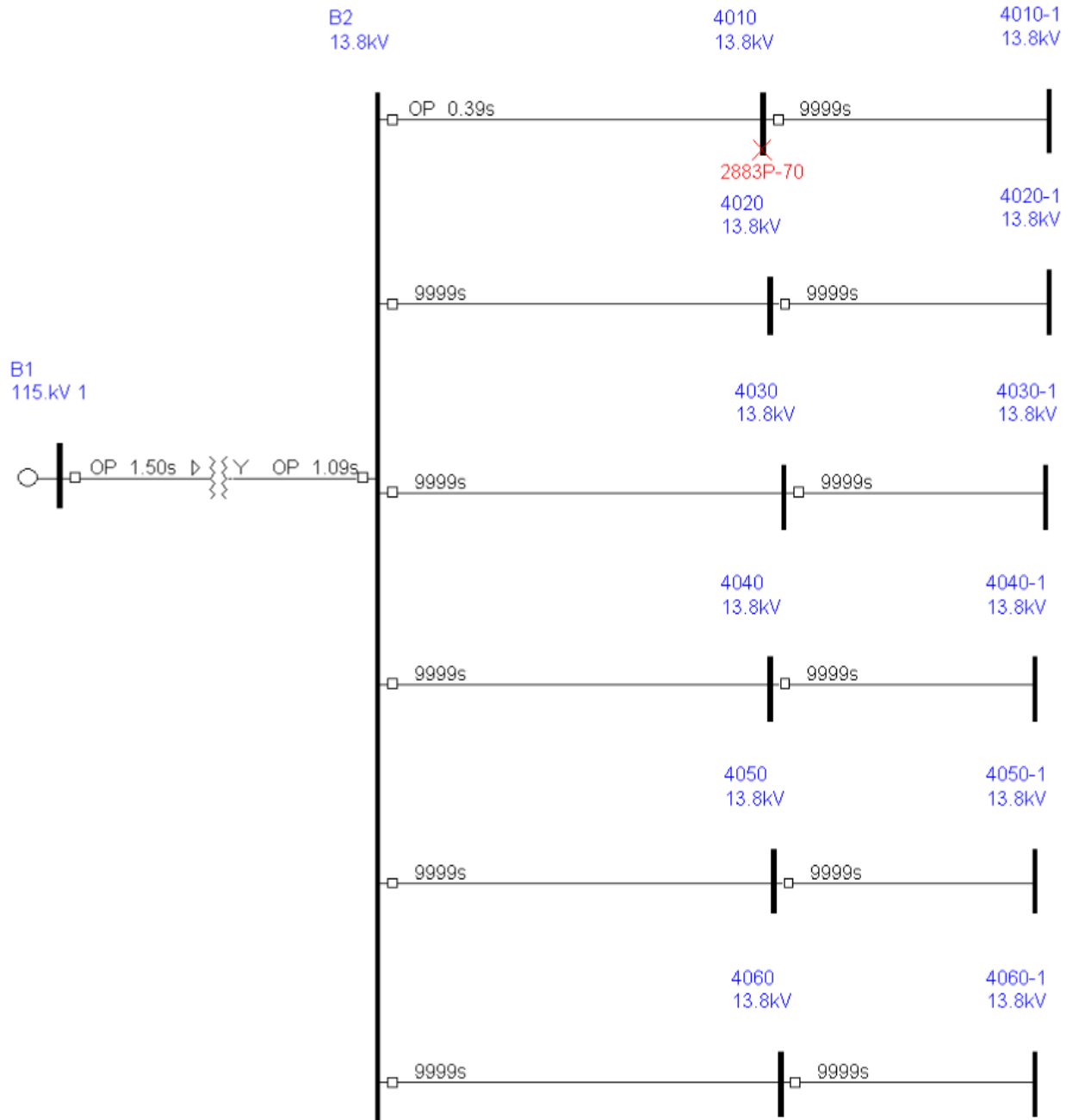


Figura 4.37 Falla trifásica en circuito ZIP-4010.





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Para el segundo tramo, los ajustes para 51F y 51N son de un restaurador, en cada tramo que se muestra más alejado de la subestación el nivel de corriente de corto circuito es menor debido a que eléctricamente la impedancia es mayor:

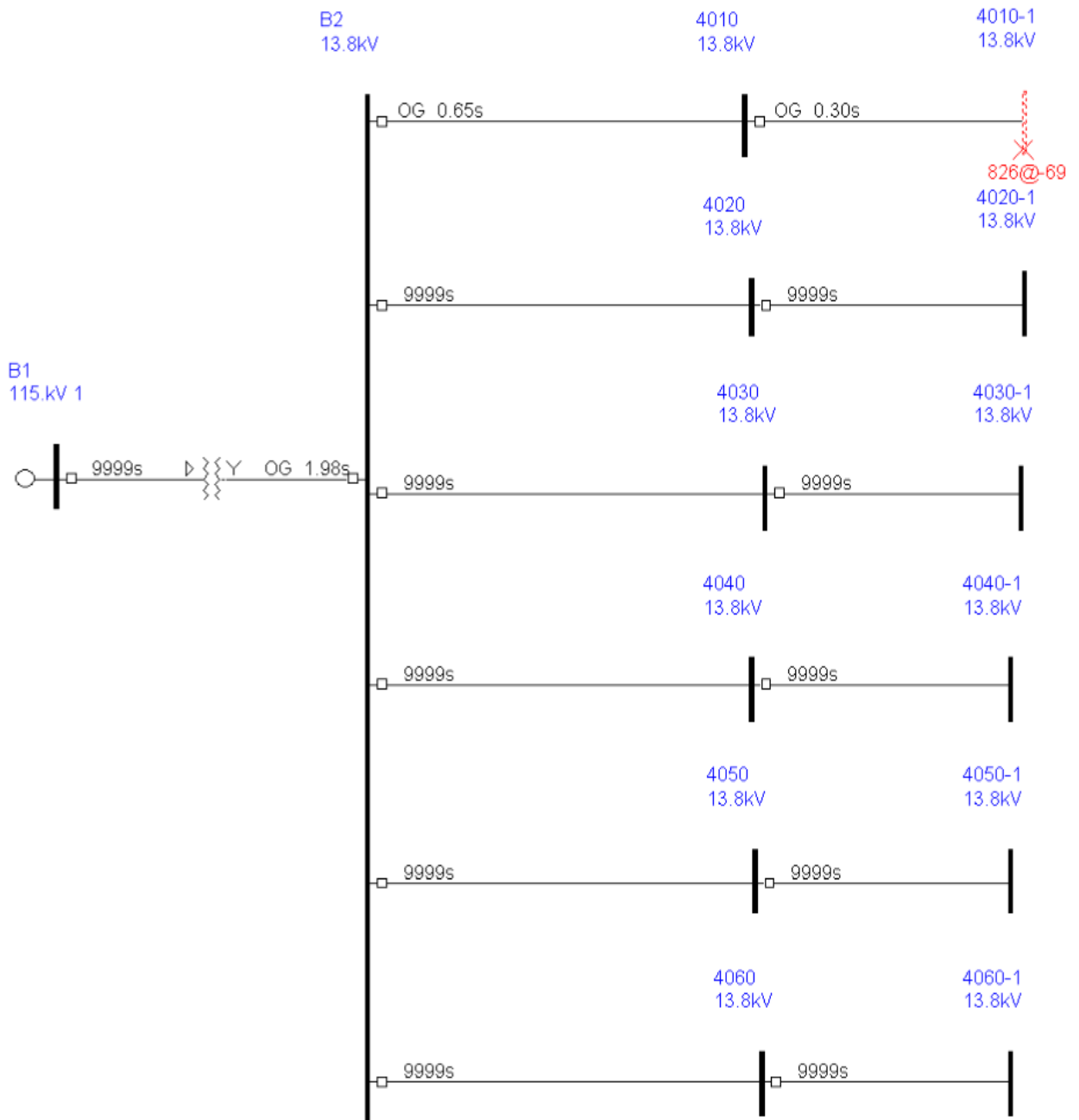


Figura 4.38 Falla monofásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.

Como se observa, los tiempos de operación de las protecciones es consistente respetando los tiempos que se recomiendan en los procedimientos de CFE. Cabe resaltar que es solo una



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

falla, por lo que el relevador asociado al banco de potencia no tiene otra corriente de falla en algún otro circuito que sumara más corriente al banco.

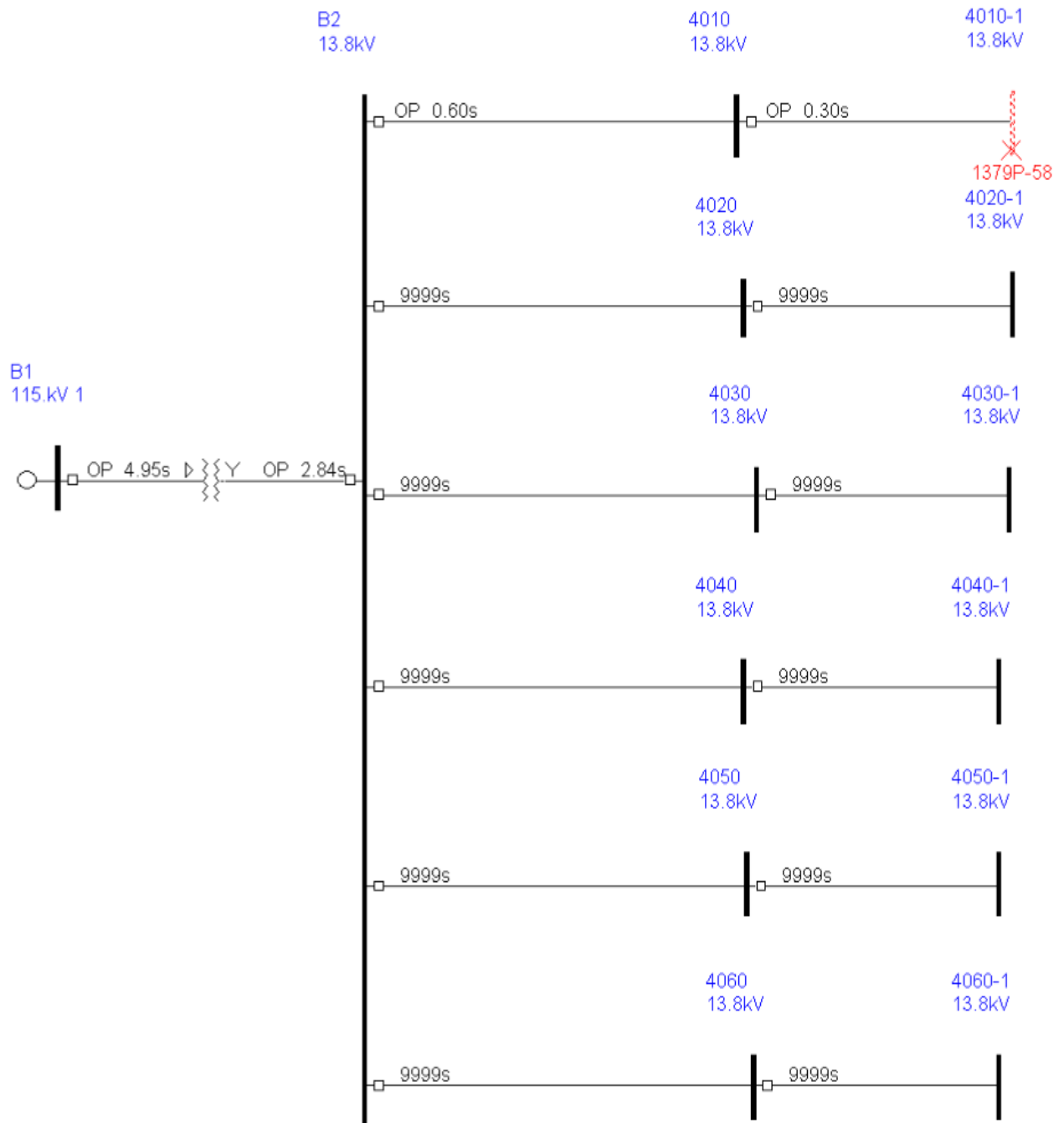


Figura 4.39 Falla trifásica en el segundo tramo del circuito ZIP-4010.

Los tiempos de operación de las protecciones primarias de cada equipo en la simulación de fallas tanto trifásica como monofásica en otros circuitos también cumple con los establecido



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

en los procedimientos, la única consideración que se hace es que debido que la distancia de los circuitos es diferente, es decir la distancia a la que se encuentra el relevador del interruptor ZIP-42010 varia, por lo que el la protección 51 F y 50 N ve distintos valores de corriente, de esta manera y de acuerdo a la curva que se seleccionó, si la distancia es mayor, el relé de baja del interruptor ZIP- 42010 tarda más tiempo en operar.

En la siguiente imagen se muestran las curvas de los relevadores para la coordinación de los elementos de protección 50/51 fase y neutro:

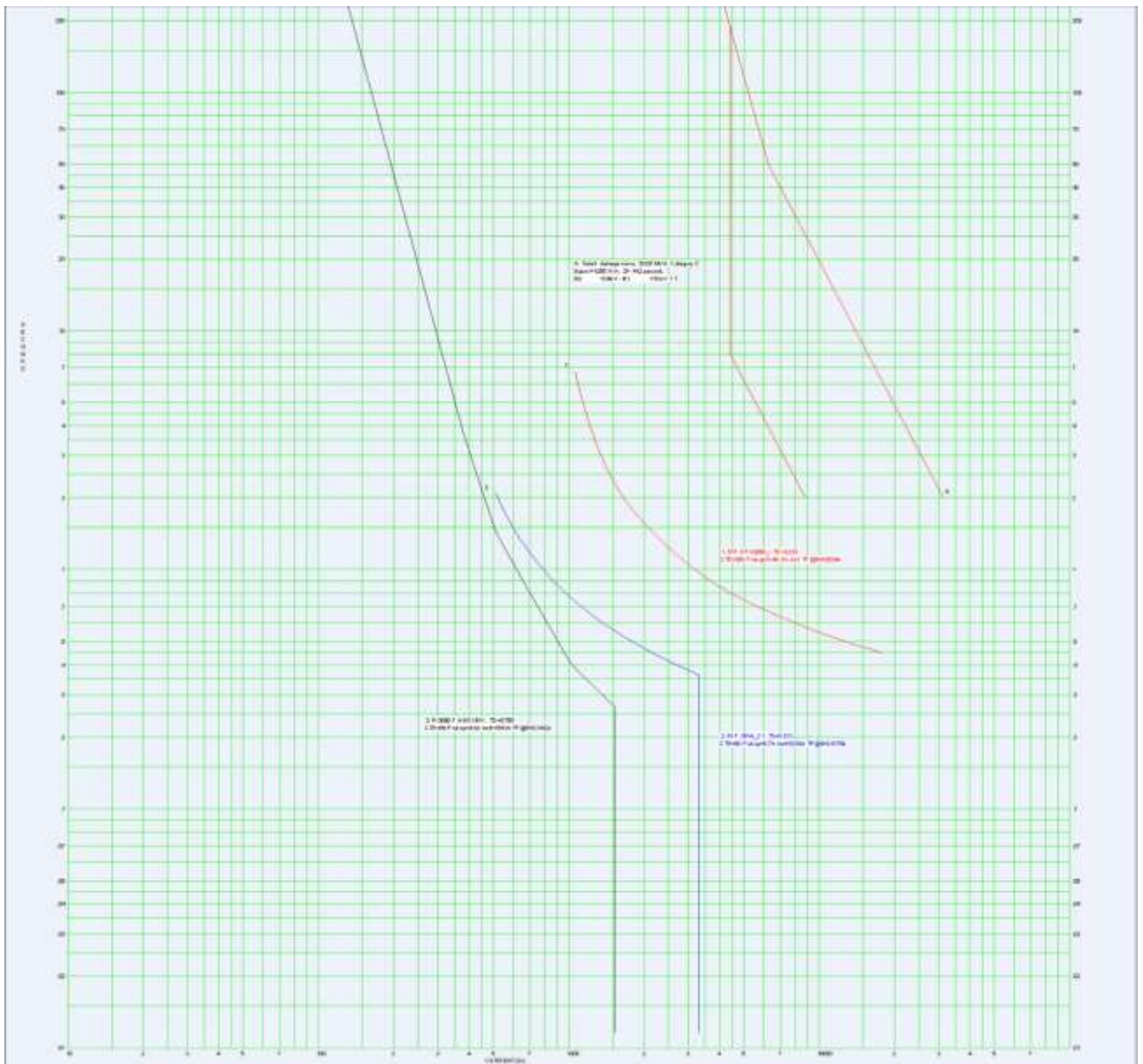


Figura 4.40 Curvas de protección 50/51 F en ZIP-4010.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

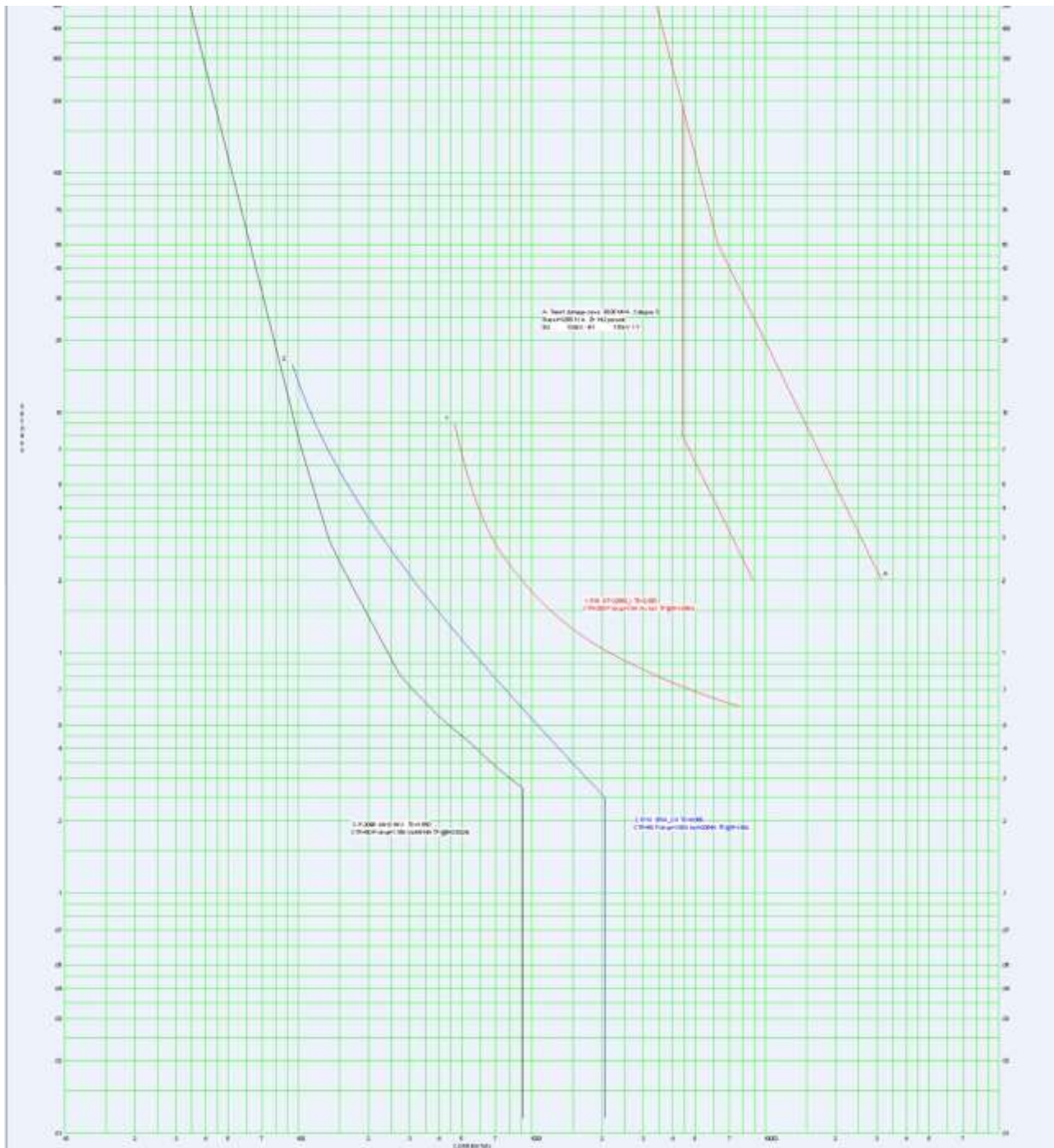


Figura 4.41 Curvas de protección 50/51 N en ZIP-4010.





## **FALLAS SIMULTÁNEAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

De acuerdo con la estadística mostrada en el capítulo 1, los 3 eventos de disparos simultáneos se analizan con información detallada en un reporte de falla que todas las Zonas entregan cuando en su área de responsabilidad se presenta un evento en el cual se involucra la salida de un transformador de potencia, para este caso salida del ZIP-T1, estos reportes corresponden al anexo 1 y a continuación se muestra lo más importante:

**REPORTE DE FALLA RELEVANTE DE LA ZONA TEHUACAN, OCURRIDO EL DIA 21 DE FEBRERO DEL 2019, EN LA SUBESTACION ZIP - ZINACATEPEC, A LAS 18:59 CON UNA AFECTACION DE CARGA DE 18 MW.**



**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
COORDINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
DIVISION CENTRO ORIENTE**

**STATUS P - PROGRAMADA**  
DV030: Q-0002/2019

**REPORTE DE FALLA RELEVANTE DE LA ZONA TEHUACAN, OCURRIDO EL DIA 21 DE FEBRERO DEL 2019, EN LA SUBESTACION ZIP - ZINACATEPEC, A LAS 18:59 CON UNA AFECTACION DE CARGA DE 18 MW.**

### **1. Resumen**

Siendo las 18:59:59 horas del día 21 de febrero de 2019 se presenta tanto en la UCM del CSC Tehuacán como en la UCM de la ZOTPT, un disparo del interruptor de banco ZIP-72010 por la operación de la protección 51H por una sobrecorriente en las fases ocasionada por una sobrecarga en la fase B del banco ZIP-T1.

Posteriormente a través de control supervisorio desde la UCM de la ZOTPT se cerró de nueva cuenta el ZIP-72010, restableciendo, con horario de 19:01:29 hrs. la carga del banco ZIP-T1.

Previo a este disparo se realizó la transferencia de carga del alimentador SNG-4032 de la Subestación Sierra Negra hacia el alimentador ZIP-4010 de la Subestación Zinacatepec a través de la red de distribución enlazando dichos alimentadores mediante el restaurador

R3054 "Chichicapa I", alrededor de las 14:52:00 hrs. Esto para aliviar la sobre temperatura que presentaba en esos momentos el Banco de Potencia THN-T3, el cual alimenta a la Subestación Sierra Negra.

Al efectuar la inspección visual en las Bahías de 13.8 kV y de 115 kV de la Subestación Zinacatepec, no se detecta daño alguno.

Poblaciones importantes afectadas: Ajalpan, Altepexi, Coxcatlan, Coyomeapan, Zoquitlan, Telpatlan, Xala, Vista Hermosa.

Figura 4.42 Reporte de falla del 21 de febrero de 2019.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Se procedió a descargar la falla registrada en el relevador de protección de lado alta ZIP-72010, así como los eventos registrados en los relevadores de protección de los 6 alimentadores. En los que se observó lo siguiente:

El disparo del interruptor ZIP-72010 se debió a la presencia de una sobrecorriente en la fase B de alrededor de 121.8 Amperes, lo cual es consistente con una sobrecarga del Banco ZIP-T1, ya que esta corriente apenas supero al ajuste del arranque de la protección 51H el cual es de 120 Amperes; considerando además, que la falla se presento en el horario de demanda máxima del Banco y este a su vez, tenia transferido un alimentador de la Subestación Sierra Negra.

La carga del Banco ZIP-T1, fue monitoreada en tiempo real debido a la transferencia antes mencionada, a lo cual se observa que minutos antes del disparo, la carga del mencionado Banco era de 21.440 MW, encontrándose al 107.2 % de su capacidad; sin embargo, aun no se alcanzaba el valor de sobrecarga, el cual en este Banco es de 24 MW (dado el criterio de ajuste de 200% de la capacidad del Banco en su primer paso de enfriamiento OA, o bien al 120% de su capacidad máxima). Por tanto se tenia un margen de operación de 2.56 MW.

La transferencia de carga surgió de la necesidad de atender la sobre temperatura del Banco THN-T3, detectado el pasado 21 de febrero del presente año. Alcanzándose una temperatura en losdevanados de alrededor de 85°C, el cual se encuentra en inspección para encontrar la causa del sobrecalentamiento, teniendo programada la libranza el día 24 de febrero de 2019.

Sin embargo, en un horario muy cercano al disparo del ZIP-72010 se presentaron de manera casi simultánea, arranques por protección de sobrecorriente entre fases 51F en los alimentadores ZIP-4020, ZIP-4030 y ZIP-4060. Estas sobrecorrientes de corta duración no se mantuvieron el tiempo requerido para disparar los interruptores de alimentadores antes mencionados; sin embargo, la acumulación de corrientes provocada por estos eventos fue sensada por los relevadores de protección de sobrecorriente del Banco 51H y 51L, acelerando estos relevadores su operación dado el aumento en la corriente total del ZIP-T1.

El tiempo de operación de un relevador de protección es mayor al tiempo de procesamiento para el registro de un medidor, además que los TC's empleados por normatividad para las señales de medición, son de alta precisión, pero saturables ante altas corrientes transitorias; motivo por el cual los arranques que los alimentadores ZIP-4020, ZIP-4030 y ZIP-4060, así como el súbito aumento de corriente circulante en el Banco, no fueron registrados por los medidores. Por lo que esta condición no pudo preverse rápidamente.

El disparo del interruptor lado alta se presentó de forma más rápida que el disparo del interruptor de lado baja esto debido a que, al tratarse este ultimo de un relevador de tecnología mas antigua, tiene una precisión menor en sus ajustes. El relevador de protección de ZIP-72010 tiene un arranque a 23.902 MW y el relevador de protección de ZIP-42010 tiene ajustado su arranque a 24.093 MW. Por lo cual su operación es adecuada.

Figura 4.43 Detalle de reporte de falla del 21 de febrero de 2019.

Cabe mencionar que, la falla presentada fue antes de 2020, la potencia del banco se cambió, la potencia anterior era de 20 MVA, el nuevo es de 30 MVA, en este tipo de falla se deben de considerar varios puntos:

1. Las transferencias de carga son posibles considerando la potencia del banco que alimenta los circuitos, para este caso si se tenía la posibilidad de alimentar el otro circuito de Sierra Negra pero no en hora de alta demanda que son aproximadamente de 18:00 a 20:00 horas.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

2. Se presentaron sobrecorrientes en los circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 Y ZIP-4060, en el reporte de falla se menciona que estas sobrecorrientes no duraron tanto tiempo para llegar a disparar los interruptores asociados, la rapidez de la protección 87T opera tiempos instantáneos para desconectar el banco. Por lo que simularemos esa misma falla en ASPEN en el circuito que se realizo con los ajustes correspondientes.

Los circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 Y ZIP-4060 tienen una distancia de 2.11, 6.38 y 2.63 km, pero el único punto en que se encuentran es el siguiente:

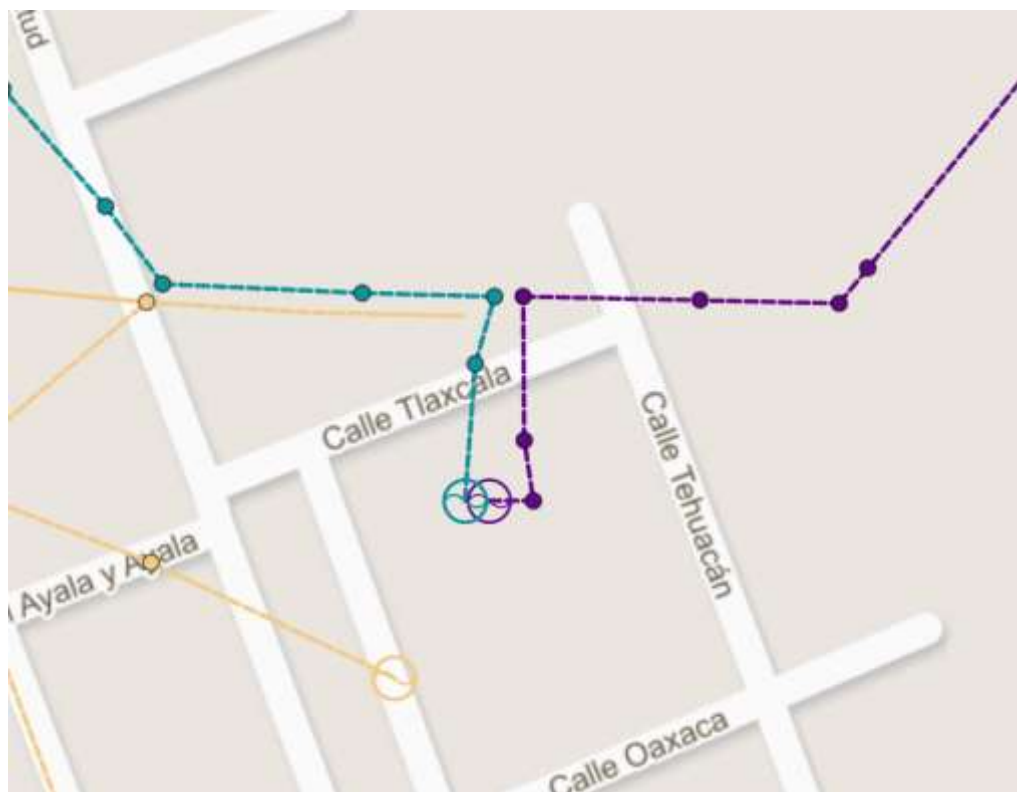


Figura 4.44 Circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 Y ZIP-4060.

Justamente a la salida de los alimentadores es el punto en el que se encuentran más cercanos los circuitos, así que se simulara una falla en estos puntos para poder ver si la suma de estas corrientes de falla es suficiente para que la protección 51H opere antes que los alimentadores.

Simulando la falla es esos circuitos y en la distancia en que los conductores se encuentran más cercanos, obtenemos los siguientes tiempos de operación:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

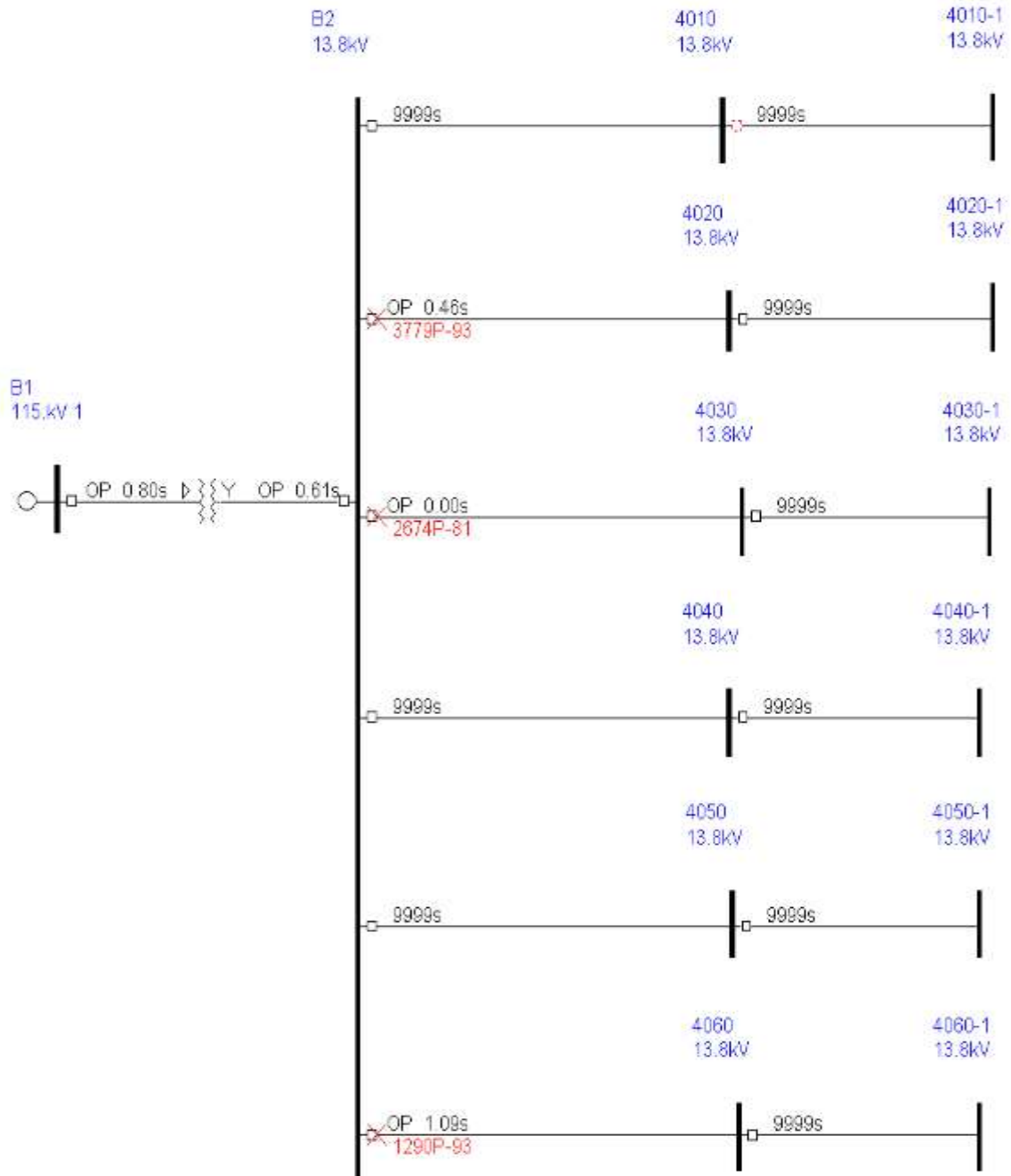


Figura 4.45 Falla simultánea en circuitos ZIP-4020, ZIP-4030 y ZIP-4060.

Como se observa, los circuitos ZIP-4020 y ZIP-4030 operan en un tiempo correcto desconectando los circuitos donde se encuentra la falla, el tiempo de operación es menor al del interruptor de baja del transformador pero el tiempo de operación del interruptor de ZIP-4060 es muy lento y el interruptor de baja del transformador opera antes, lo cual no es correcto porque al presentarse esa situación implica desenergizar los demás circuitos; debido a que la falla en el circuito ZIP-4060 esta más retirada del alimentador pues se presenta al





**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

2.23% de línea a diferencia de los otros circuitos que presentan la falla más cerca en el ZIP-4020 al 0.95% de la línea y el ZIP-4030 al 0.31% de la línea, el nivel de corto circuito en el ZIP-4060 es tan bajo que no alcanza el valor de ajuste del 50F.

Una solución a este tipo de eventos va más allá del ajuste o tipo de curvas que se consideran apropiadas en cada uno de los equipos de protección, se busca que el interruptor de baja del transformador opere en un mayor tiempo que los alimentadores, para que se esta manera no se afecten todos los circuitos conectados al bus.

En campo la manera de hacer que los circuitos libres las fallas sin que el interruptor de baja, es ajustando la protección 51P-1 que es un elemento de sobrecorriente de fase instantáneo nivel 1, bajo ajuste, el cual opera cuando el nivel de cualquier corriente de fase excede el nivel de arranque, este es ajustado en relé asociado al ZIP-42010 detecte la corriente de pick up de cada circuito y manda una orden de operación al alimentador para su disparo, esto hace que el alimentador opere antes que el interruptor de baja, pero aun no se encuentra al go oficialmente establecido para resolver estos problemas.

El segundo evento que se presenta en la Zona de Tehuacán y en el mismo banco es el siguiente:

**REPORTE DE FALLA RELEVANTE DE LA ZONA TEHUACAN, OCURRIDO EL DIA 02 DE JUNIO DEL 2019, EN LA SUBESTACION ZIP - ZINACATEPEC, A LAS 09:14 CON UNA AFECTACION DE CARGA DE 4 MW.**



**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
COORDINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
DIVISION CENTRO ORIENTE**

**STATUS P - PROGRAMADA**  
DV030: Q-0008/2019

**REPORTE DE FALLA RELEVANTE DE LA ZONA TEHUACAN, OCURRIDO EL DIA 02 DE JUNIO DEL 2019, EN LA SUBESTACION ZIP - ZINACATEPEC, A LAS 09:14 CON UNA AFECTACION DE CARGA DE 4 MW.**

### 1. Resumen

Siendo las 09:09:26 horas del día 02 de Junio de 2019 se presenta la salida del Banco ZIP-T1, disparando los interruptores ZIP-72010 y ZIP-42010 por la operación de la protección diferencial para fallas a tierra de baja impedancia 87 LOZREF debido a una falla monofásica en la red de M.T.

La carga del Banco ZIP-T1 se respaldó a través de la red de media tensión por los bancos Coapan T1 y Sierra Negra T1. Posteriormente el mismo día se tomó carga a través de la subestación móvil de 20 MVA's, la cual se aún se encuentra conectada en la subestación Zinacatepec.

Poblaciones importantes afectadas: Ajalpan, Atlepexi, Coxcatlan, Coyomeapan, Zoquitlan, San Gabriel Chilac, Zinacatepec, San José Miahutlán.

Figura 4.46 Falla en el circuito ZIP-4030.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Al efectuar la inspección visual tanto en el Banco de Potencia ZIP-T1 como en las Bahías de 115 kV y 13.8 kV de la Subestación Zinacatepec no se detectó daño en el equipo primario. Por tal motivo, se efectuarán pruebas al Transformador.

Se extrajo una muestra de aceite para probarse en el cromatógrafo de gases, sin encontrarse gases producto de combustión.

Se procedió a descargar la falla registrada en el relevador de protección diferencial 87T, así como los eventos registrados en los relevadores de protección de lado alta y de los alimentadores. En los que se observó lo siguiente:

El relevador del alimentador ZIP-4030 presenta un arranque por falla monofásica en la fase A, en horario coincidente con la operación del ZIP-T1

Los ajustes con los que el relevador 87T del ZIP-T1 se encontraba programado al momento del disparo, no eran los que se programaron a este relevador durante la puesta en servicio.

El valor de operación de la protección 87 LOZREF se encontraba en el valor mínimo del rango permitido por el relé ABB RET-615, volviendo a esta protección demasiado sensible para las condiciones operativas del Banco. Motivo por el cual opero ante la falla presentada en el alimentador ZIP-4030.

Se desconoce la causa por la que los ajustes del relevador cambiaron a los de un equipo de fábrica.

Cabe destacar que, ya se han presentado casos en nuestra División, en que este tipo de relevadores no realizan correctamente el cambio de ajustes. Por tal razón, personal de la empresa ABB, acudió a la Zona Tehuacán el día 4 de junio de 2019 para brindarnos su apoyo en el análisis de la configuración y operación de este relevador.

Personal de ABB nos confirma que en algún momento entre la puesta en servicio del relevador y el disparo del banco ZIP-T1, el relevador 87T ABB RET-615, fue "reseteado" a sus ajustes de fábrica como si fuera un equipo nuevo. Así mismo nos mostró el procedimiento para "reseteo" al relevador mediante el uso de la botonera y el display de los cuales dispone el relevador en su panel frontal; demostrándonos que este procedimiento requiere de una serie de pasos y de la confirmación del mismo para ser llevado a cabo. De igual manera, nos confirmó que el "reseteo" de cualquier relevador ABB RET-615 de ninguna manera se puede realizar mediante el software de configuración PCM 600. Por tal motivo se concluye que es imposible que el cambio de ajustes del relevador 87T del ZIP-T1 se haya realizado de manera accidental o por algún error humano.

Figura 4.47 Detalle de falla en el circuito ZIP-4030.

En este evento que también hizo que saliera de operación el banco ZIP-T1 por protección 87T, esta protección es demasiado sensible por lo que opera ante falla monofásica en el circuito ZIP-4030, pero el banco si debió haber visto esta falla y operar, pero solamente como respaldo y como una falla de sobrecorriente operando 51N, 51 F, 51 NT, pero no como 87T pues esta protección opera únicamente en fallas internas de transformador, por su principio diferencial. La falla se simula a continuación:



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

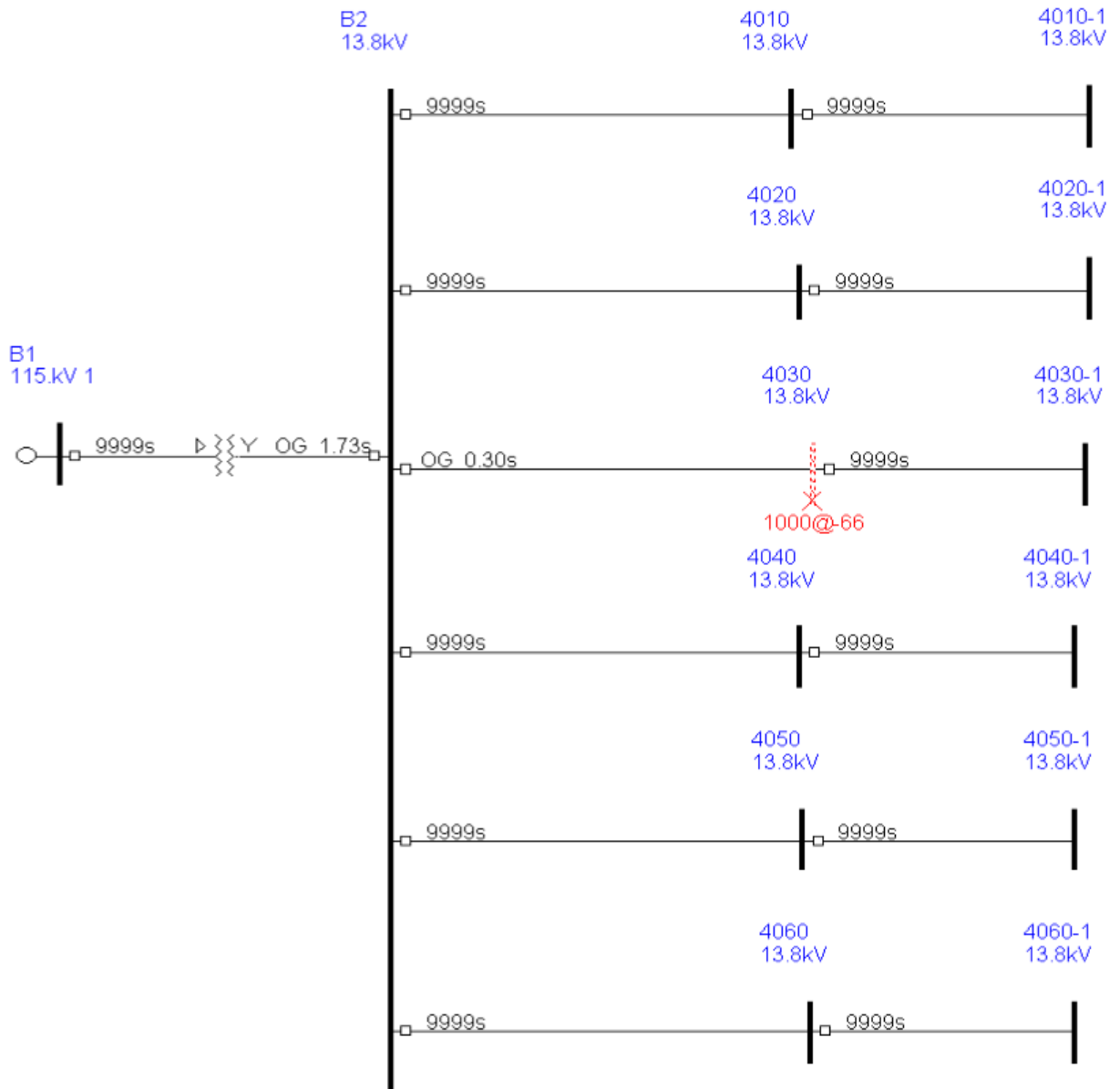


Figura 4.48 Falla monofásica en el circuito ZIP-4030.

Al no referir la distancia exacta en la que se encuentra la falla, se sumará al 100% de la línea, al 50%, mostrando que la protección operaría correctamente.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

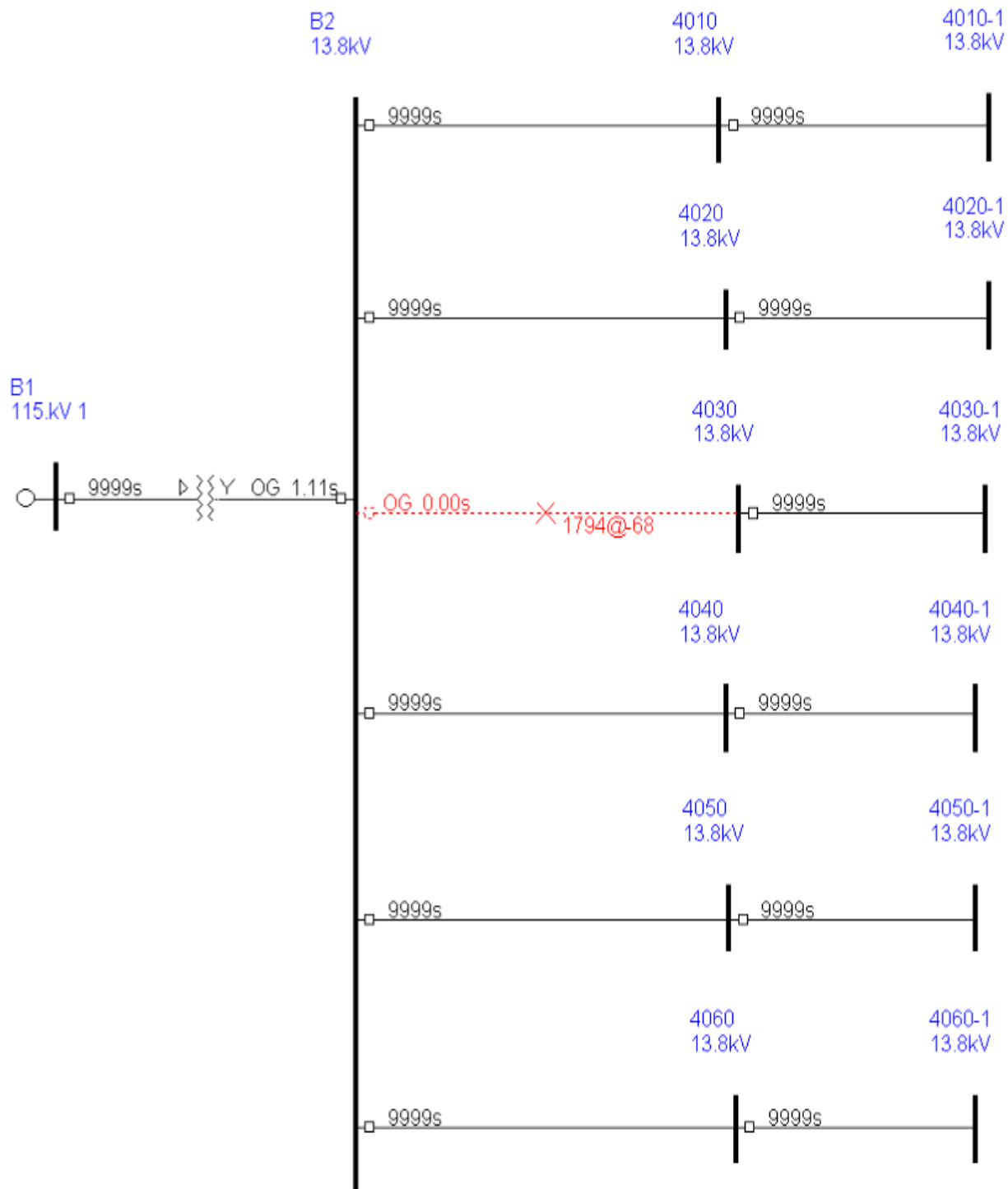


Figura 4.49 Falla monofásica al 50% en el circuito ZIP-4030.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

La última falla que citaremos es la del 15 de junio de 2019 y a continuación se muestra el resumen del reporte de falla:



**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
COORDINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN  
DIVISION CENTRO ORIENTE**

**STATUS P - PROGRAMADA**

DV030: Q-0006/2019

**REPORTE DE FALLA RELEVANTE DE LA ZONA TEHUACAN, OCURRIDO EL DIA 15 DE JUNIO DEL 2019, EN LA SUBESTACION ZIP - ZINACATEPEC, A LAS 11:24 CON UNA AFECTACION DE CARGA DE 6 MW.**

### 1. Resumen

Siendo las 11:19:28 horas del día 15 de Junio de 2019 se presenta la salida del Banco ZIP-T1, disparando los interruptores ZIP-72010 y ZIP-42010 por la operación de la protección diferencial para fallas a tierra de baja impedancia 87 LOZREF debido a una falla monofásica en la red de M.T.

La carga del Banco ZIP-T1 se respaldó a través de la red de media tensión por los bancos Coapan T1 y Sierra Negra T1. Posteriormente alrededor de las 16:00 hrs. del mismo día se tomó el Banco ZIP-T1 tomo carga de nueva cuenta.

Poblaciones Importantes afectadas: Ajalpan, Atlepexi, Coxcatlan, Coyomeapan, Zoquitlan, San Gabriel Chilac, Zinacatepec, San José Miahutlán.

#### Figura 4.50 Falla en el circuito ZIP-4060.

Al efectuar la inspección visual tanto en el Banco de Potencia ZIP-T1 como en las Bahías de 115 kV y 13.8 kV de la Subestación Zinacatepec no se detectó daño en el equipo primario.

Se extrajo una muestra de aceite la cual se envió a la Zona Puebla Oriente para su análisis en el cromatógrafo de gases.

Se procedió a descargar la falla registrada en el relevador de protección diferencial 87T, así como los eventos registrados en los relevadores de protección de lado alta y de los alimentadores. En los que se observó lo siguiente:

El relevador del alimentador ZIP-4060 presenta un arranque por falla monofásica en la fase C, en horario coincidente con la operación del ZIP-T1.

La protección 87 LOZREF fue ajustada con un valor de disparo de 50%In (corriente nominal) en el relé ABB RET-615, valor recomendado por parte del fabricante ABB y en el manual, sin embargo, no se consideró que para habilitar esta función se debe conectar la señal de corriente del x0 del transformador en el canal correspondiente del relevador.

Se consulto con el apoyo técnico de ABB, Ing. Gabriel Aragón, con la intención que nos apoye a aclarar la característica de operación de la protección 87 LOZREF y el porqué de su operación ante la falla ocurrida en la red del ZIP 4060, a lo cual únicamente nos recomendó deshabilitar esta protección debido a que no se esta aplicando con la señal de corriente de neutro del transformador (x0), situación no observada en la visita y revisión del relevador del día 04 de junio 2019.

Se solicitará el apoyo y la presencia del personal técnico de ABB en la Zona Tehuacán para realizar el análisis de la falla y la configuración de la protección para fallas a tierra de baja impedancia 87 LOZREF.

#### Figura 4.51 Detalles de falla en el circuito ZIP-4060.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN”**

Esta falla tiene el mismo comportamiento que el reporte de falla pasado y se muestra la simulación en ASPEN:

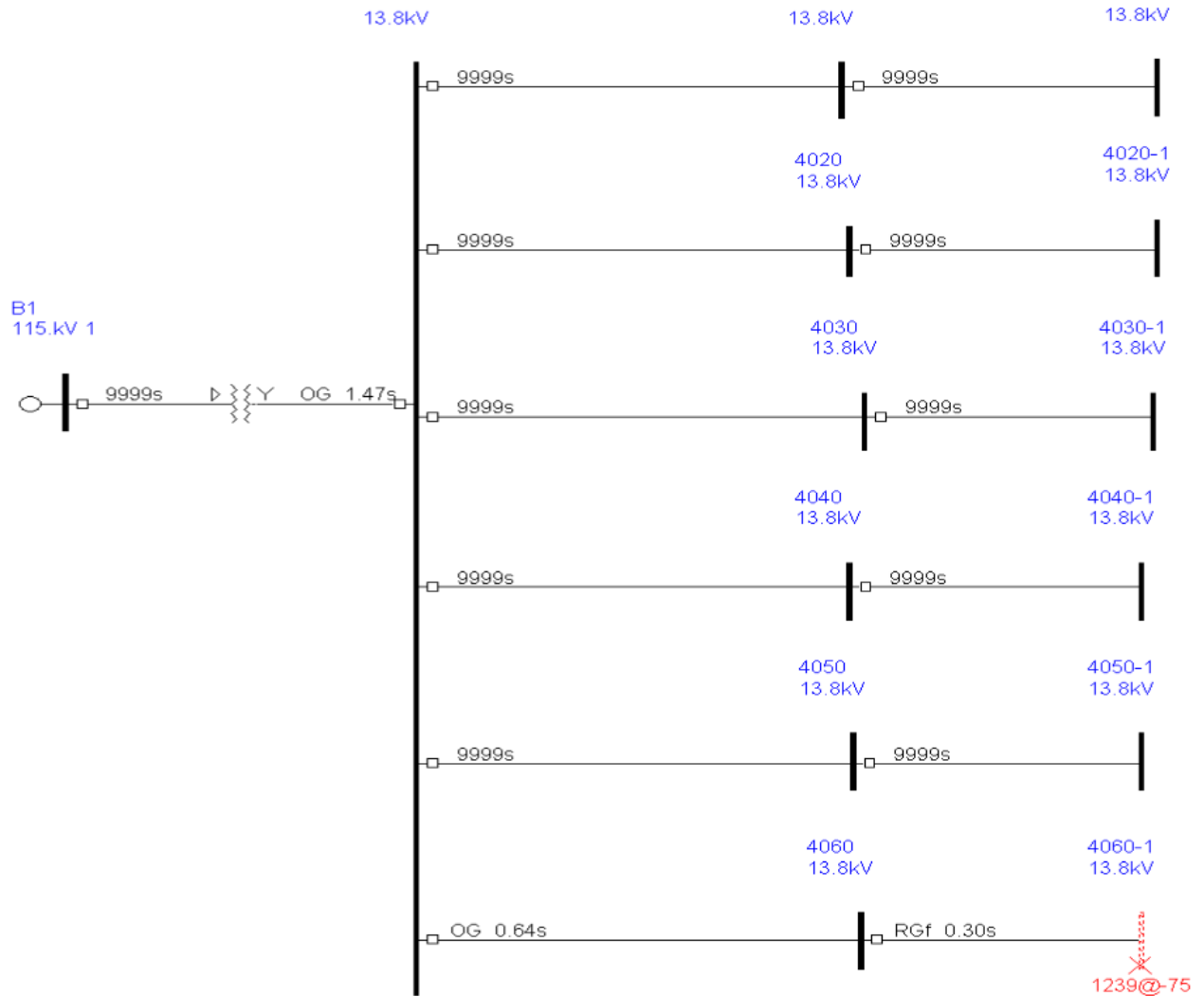


Figura 4.52 Falla monofásica en el circuito ZIP-4060.





## CAPÍTULO 5

### 5.1 Conclusiones

En este trabajo se muestra el análisis de una ajuste de protecciones eléctricas, tratando de mostrar también las bases teóricas como fundamento de ajustes de protección para poder analizar las fallas simultaneas que pueden presentarse en los sistemas de Distribución no solo en la Subestación Zinacatepec sino en cualquiera de las subestaciones del ámbito de la División Centro Oriente, implicando encontrar una respuesta del por qué suceden este tipo de fallas, cual es el comportamiento y porque impactan tanto a los transformadores de potencia que a su vez afecta a los indicadores internacionales y como consecuencia se interrumpe el servicio de energía eléctrica a los usuarios de una importante cantidad de usuarios.

Los elementos de sobrecorriente propician la protección más básica de los equipos eléctricos, como se observó, las características físicas de los equipos que conforman los sistemas de distribución tienden a ser complejas por la cantidad de activos e influyen directamente en el cálculo de sus ajustes, tener una buena coordinación de protecciones se define de muchas maneras podríamos pensar que es solo aplicar correctamente las fórmulas ya establecidas pero nos olvidamos de que no todas las fallas se comportan de la misma manera, ni todos los equipos que conforman los sistemas son iguales, ni siquiera las subestaciones tienen el mismo arreglo, hasta el momento no se tiene un procedimiento establecido para resolver los disparos simultáneos pero si varios intentos por evitarlos, los disparos simultáneos se vuelven complejos debido a los niveles de corriente de corto circuito que ve el relé asociado al interruptor de baja, mientras que en los circuitos no alcanza el nivel corriente para operar el elemento 50, la solución provisional es el ajuste del 51P-1, ya que si se otorga más tiempo al banco de operar ante este tipo de fallas, puede ser alto el tiempo en el que el transformador que es el elemento más costoso en la subestación este bajo los efectos de una corriente y pueda dañarse, el análisis de estas protecciones es vital antes de poner en servicio algún equipo pues de eso depende el daño que puedan tener los equipos antes fallas, pero como en los equipos existes restricciones y una de estas para los ajustes el elemento 51P-1 es que se han detectado problemas en la señal de neutro cuando se implementa en SE's de tipo encapsuladas.

Un punto importante que se tocó durante el desarrollo de este trabajo fue la importancia de aplicar y desarrollar las ecuaciones de Carson modificadas las tratarse de circuitos de distribución de la RGD que muchas a veces o al menos en la División de Distribución Centro Oriente no se considera pues los métodos utilizados son en su mayor parte los que se aplican para las RNT.



***“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”***

---

El comportamiento de la electricidad es un fenómeno tan complejo que implica cada vez más estudio de los resultados de cada implementación de técnicas para la manipulación de la misma, lo cual también vuelve a este fenómeno interesante, es importante tener en cuenta el valor de conocer los principios básicos de cada tema pues de ahí parte el conocimiento general de los sistemas, las aplicaciones, pruebas y demás proyectos que se realizan con la finalidad de mejorar el desempeño laboral y profesional que se proporciona a una empresa, después de todo los tiempos de interrupción en el suministro de energía suma a los índices internacionales que evalúa la CRE.





## Referencias

- [1] Ley de la Industria Eléctrica, México, 2014.
- [2] C. R. Mason, “*The art and science of protective relaying*”. NY: John Wiley & Sons, 1962.
- [3] CFE, “Criterios para la coordinación de protecciones en subestaciones de distribución”, Comisión Federal de Electricidad, México, GOD-3562, 2008.
- [4] CFE, “Módulo III Filosofía de las protecciones, Comisión Federal de Electricidad, Celaya, 2008.
- [5] CFE, “Características técnicas para relevadores de protección”, Comisión Federal de Electricidad, México, Especificación CFE-G0000-81, 2008.
- [6] H. Vázquez, “Desarrollo e implementación de esquemas de protección, disparo rápido de bus, fallas simultáneas y transferencia automáticas de carga bajo el estándar IEC 61850” Tesis, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, Puebla, Pue., 2019.
- [7] S. Ramírez, “Protección de Sistemas Eléctricos”, Universidad Nacional de Colombia, Manizales.
- [8] V. M. V. Fuentes, Principios de esquemas de protección, Pachuca, Hidalgo, 2017.
- [9] Ley de la Comisión Federal de Electricidad, México, 2014.
- [10] SCHNEIDER ELECTRIC, «Descripción de los numeros ANSI/IEEE,» [En línea]. Available:  
[https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/content/live/FAQS/222000/FA222080/es\\_ES/Tabla%20de%20Codigos%20ANSI.PDF](https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/222000/FA222080/es_ES/Tabla%20de%20Codigos%20ANSI.PDF). [Último acceso: 17 Abril 2020].
- [11] CRE [En línea]. Available:  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte\\_de\\_confiableabilidad\\_de\\_Electricidad\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/317909/Reporte_de_confiableabilidad_de_Electricidad_.pdf). [Último acceso: 18 abril 2020].
- [12] Curso de protecciones, CFE, 2017.



**“ANÁLISIS DE LÓGICA EN RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE, PARA RESOLVER  
DISPAROS SIMULTÁNEOS ENTRE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS DE  
DISTRIBUCIÓN”**

---

- [13] M. I. Z. Belver, A. Mazón Sainz-Masa, E. Fernandez Herrero, K. Sagastabeitia Buruaga, I. Albizu Florez, P. Eguía López, E. Torres Iglesias y V. Valverde Santiago, *SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS*, Madrid: Pearson, 2005.
- [14] CFE, “Procedimiento para el cálculo de corto circuito y análisis de fallas”, Comisión Federal de Electricidad, México, GOD-3544, 2008.
- [15] A. Inc., «ASPEN,» [En línea]. Available: <http://www.aspeninc.com/web/software/oneliner>. [Último acceso: 09 12 2020].
- [16] R. L. Castillo, «BUAP, Tesis de maestría, Cálculo de frecuencias armónicas en redes de distribución por el método barrido progresivo/regresivo,» [En línea]. Available: <https://repositorioinstitucional.buap.mx/handle/20.500.12371/2554>. [Último acceso: 10 12 2020].
- [17] CFE, *Diplomado en protecciones de Sistemas Eléctricos de Distribución*, 2019.
- [18] William H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, third edition, 2012.
- [19] CFE, “Criterios para el calculo de ajustes para la coordinación para transformadores de potencia”, Comisión Federal de Electricidad, México, DOG-3560, 2008.
- [20] CFE, “Procedimiento de coordinación de protecciones”, Capítulo 6 Protección de Transformadores, Comisión Federal de Electricidad, México.