

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

PROYECTO TÉCNICO GENERAL:

**PROPUESTA DE UN MODELO DE AUTOMATIZACIÓN DEL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 22 KV PARA LA ÓPTIMA
COLOCACIÓN DE PROTECCIONES INTELIGENTES EN EL
ALIMENTADOR PRINCIPAL**

AUTORES:

**CHRISTIAN ANDRÉS ENRÍQUEZ ENRÍQUEZ
HÉCTOR ANDRÉS ROMERO AUCANCELA**

TUTOR:

ING. PABLO DANIEL ROBLES LOVATO MSC.

CUENCA-ECUADOR

2018

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Christian Andrés Enriquez Enriquez con documento de identificación N° 0105690259, Héctor Andrés Romero Aucancela con documento de identificación N° 0302713722, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: “PROPUESTA DE UN MODELO DE AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 22 kV PARA LA ÓPTIMA COLOCACIÓN DE PROTECCIONES INTELIGENTES EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero de 2018



Christian Andrés Enríquez Enríquez
C.I.: 0105690259



Héctor Andrés Romero Aucancela
C.I.: 0302713722

CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. Pablo Robles Lovato MsC. declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación “PROPUESTA DE UN MODELO DE AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 22 kV PARA LA ÓPTIMA COLOCACIÓN DE PROTECCIONES INTELIGENTES EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL” realizado por los autores: Christian Andrés Enríquez Enríquez y Héctor Andrés Romero Aucancela, obteniendo el proyecto técnico general que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero 2018



MsC. Ing. Pablo Robles Lovato
C.I.: 0101663342

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Christian Andrés Enríquez Enríquez con documento de identidad N° 0105690259 y Héctor Andrés Romero Aucancela con documento de identidad N° 0302713722, autores del trabajo de titulación “PROPUESTA DE UN MODELO DE AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 22 kV PARA LA ÓPTIMA COLOCACIÓN DE PROTECCIONES INTELIGENTES EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL” certificamos que el total contenido de entre Proyecto Técnico General es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, febrero 2018



Christian Andrés Enríquez Enríquez
C.I.: 0105690259



Héctor Andrés Romero Aucancela
C.I.: 0302713722

DEDICATORIA

A mis padres por ser el pilar fundamental en mi vida, por inculcarme buenos valores, por sus consejos, por la motivación constante de seguir en este difícil trayecto y por su apoyo incondicional durante mi carrera universitaria.

Este trabajo no hubiese sido posible sin la ayuda de ellos.

Héctor Andrés Romero Aucancela.

A mi madre que en paz descanse por inculcarme buenos valores, por apoyarme incondicionalmente y por la gran motivación que me brindó para poder culminar mis estudios, a mis familiares por acompañarme cada momento difícil en mi vida y brindarme su apoyo y motivación para culminar mi carrera universitaria.

Sin su presencia este trabajo no hubiese sido posible.

Christian Andrés Enríquez Enríquez

AGRADECIMIENTOS

Primero queremos expresar nuestro enorme agradecimiento a Dios por concedernos la oportunidad de vivir, por darnos la fortaleza y el deseo de superarnos en la vida, por iluminar nuestra mente y encaminar nuestra vida por el camino del bien y por haber puesto en ese camino a personas maravillosas que nos han acompañado y han sido un pilar fundamental durante este difícil trayecto.

También expresamos nuestro más sincero agradecimiento a la persona que con su gran conocimiento y experiencia nos ha guiado para que este trabajo sea una realidad, infinitas gracias Msc. Pablo Daniel Robles Lovato.

Mi gratitud eterna hacia mis queridos padres Mélida y Wilson que gracias a su esfuerzo y sacrificio me han ayudado a alcanzar una meta más en mi vida, les quiero mucho.

Héctor Andrés Romero Aucancela

Mi gratitud hacia mi madre Ermelinda que fue un apoyo incondicional hasta que Dios la llamó a su lado, de igual manera a mi abuelita Carmelina y mi tío Diego que gracias a su esfuerzo y sacrificio me han ayudado a alcanzar una meta muy importante en mi vida espero tenerlos a mi lado el mayor tiempo posible, los quiero muchísimo.

Christian Andrés Enríquez Enríquez

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se desarrolla la propuesta de modelo para la automatización del sistema de distribución a través de la óptima colocación de equipos de protección inteligentes, exclusivamente en el alimentador principal, esto con el propósito de mejorar de los niveles de confiabilidad de las empresas de distribución de energía eléctrica. El trabajo se justificó porque posee, utilidad práctica, innovación y beneficios que puede generar a futuro. La metodología usada para determinar el modelo de automatización está basada en el esquema FLISR el cual permite la detección de fallas, aislamiento y restauración de servicio mediante el establecimiento de protocolos que se deben llevar a cabo ante la presencia de fallas en los sistemas de distribución. Por otra parte, el punto óptimo donde se colocarán los equipos de protección se determinó mediante los límites establecidos para caídas de voltaje mínimas permisibles en los sistemas de distribución. La coordinación de protecciones jugó un papel importante para establecer los protocolos de automatización ya que esta debe ajustarse para brindar seguridad y que el sistema no pierda su capacidad operativa. Con la aplicación del estado del arte se pudo establecer una propuesta de dos arquitecturas de comunicación constituidas por diferentes tecnologías y protocolos comúnmente usados en la automatización de sistemas de distribución. Permitiendo llegar a la conclusión de que es posible realizar un modelo de automatización que permita superar contingencias ocasionadas por fallas de manera automática, provocando que las empresas aumenten su nivel de confiabilidad y reduzcan tiempos en lo que concierne a interrupciones de servicio.

Palabras Clave: Alimentador, Automatización, Coordinación, Comunicación, Distribución, FLISR.

ABSTRACT

In the present degree work, develops a proposal of model for the automation of the distribution system through the optimum positioning of equipment of intelligent protection, exclusively in the main feeder, this with the purpose of improving the reliability levels of distribution companies of electricity. The work was justified because it has practical utility, innovation and benefits that it can generate in the future. The methodology used to determine the automation model, is based on FLISR scheme, which allows fault location, isolation and supply restoration through the establishment of protocols that must be carried out in the presence of faults in distribution systems. On the other hand, the optimum point where the protection equipment will have placed were established by the limits for minimum voltage drops allowable in distribution systems. The coordination of protections played a vital role to establish the automation protocols since this must be coordinate to provide security and that system does not lose operational capacity. With the application of the state of the art, it was possible to establish a proposal of two communication architectures constituted by different technologies and protocols commonly used in the distribution systems automation. Allowing reaching the conclusion that it is possible to realize an automation model, which allows overcoming contingencies caused by faults of automatic way, causing that the companies increase their reliability level and reducing times of interruptions electric service.

Keywords: Automation, Coordination, Communication, Distribution, Feeder, FLISR, Protocols.

PREFACIO

La elaboración de este trabajo de titulación surgió de la idea de buscar una solución al problema que se presenta en todas las empresas de distribución de energía eléctrica a nivel nacional en lo que concierne a la automatización de sus sistemas de distribución. Es por ello que nuestro principal reto en esta investigación es poder determinar un modelo que permita llevar a cabo la automatización de los alimentadores primarios de distribución, mediante la óptima colocación de equipos de protección inteligente distribuidos a lo largo del ramal troncal.

La idea de plantear un modelo automatizado del alimentador principal de distribución, fue creada con la intención de que las Empresas Distribuidoras mejoren sus redes de distribución para que puedan aumentar su confiabilidad; la automatización del alimentador principal mediante el uso de equipos de protección inteligentes, permitirá establecer protocolos que por medio de operaciones automáticas permitan aislar partes del sistema que se encuentren afectados, así mismo que permitan ejecutar maniobras para la realización de transferencias de carga entre sistemas que ayuden a la restauración del servicio hacia los clientes afectados por las contingencias provocadas por fallas.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	VIII
PREFACIO	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
1. CAPÍTULO 1: PROBLEMA DE ESTUDIO Y OBJETIVOS	3
1.1. Problema de estudio.....	3
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
1.4. Metodología aplicada.....	4
2. CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	6
2.1. Flujos de carga en redes de distribución radiales.....	6
2.1.1. Cálculo de caídas de voltaje en alimentadores	6
2.2. Fallas en sistemas de distribución.....	8
2.2.1. Impedancias de secuencia.....	8
2.2.2. Falla simétrica	10
2.2.3. Falla asimétrica línea a tierra.....	11
2.2.4. Falla bifásica sin contacto a tierra.	11
2.2.5. Fallas bifásica con contacto a tierra.....	12
2.3. Método de los MVA para el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásicas. 14	
2.4. Factor de asimetría.....	16
2.5. Reconfiguración de sistemas de distribución.....	17
2.5.1. Reconfiguración del alimentador para restauración del servicio.....	17
2.6. Equipos de protección para alimentadores primarios de distribución	18
2.6.1. Fusibles.....	18

2.6.1.1.	Curvas “TCC” tiempo-corriente fusibles tipo “K” y “T”	18
2.6.2.	Reconectador	19
2.6.2.1.	Secuencia de operación del reconectador.....	19
2.6.3.	Seccionalizador.....	21
2.6.3.1.	Tiempos de operación del seccionalizador.....	21
2.7.	Coordinación entre equipos de protección.....	23
2.7.1.	Coordinación fusible-fusible	23
2.7.2.	Coordinación reconectador - fusible.....	23
2.7.3.	Coordinación seccionalizador-reconectador.....	25
2.7.4.	Coordinación reconectador- reconectador.....	26
3.	CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA, INTERCONEXIÓN Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	28
3.1.	Modelos propuestos para el estudio.....	28
3.2.	Análisis de flujos de carga en los sistemas propuestos.....	29
3.2.1.	Análisis de la interconexión entre sistemas propuestos.....	32
3.2.1.1.	Nodos límite de interconexión	35
3.3.	Análisis de corrientes de falla en los sistemas propuestos.....	35
3.4.	Análisis de corrientes de cortocircuito en las cargas	38
4.	CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA USADA PARA LA AUTOMATIZACIÓN Y ÓPTIMA COLOCACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INTELIGENTES EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL.....	42
4.1.	Automatización de sistemas de distribución.....	42
4.1.1.	Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (FLISR).....	43
4.2.	Colocación de equipos de protección en los sistemas propuestos.	44
4.3.	Coordinación de protecciones.....	45
4.3.1.	Parámetros para el dimensionamiento y ajuste de los equipos de protección.....	46
4.3.1.1.	Parámetros para fusibles de expulsión	46
4.3.1.2.	Parámetros para reconectores	47
4.3.2.	Coordinación de protecciones del sistema 1.....	48
4.3.3.	Coordinación de protecciones del sistema 2.....	56
4.3.4.	Protocolos para la automatización del alimentador principal.....	61
4.3.4.1.	Simulación de fallas para establecer protocolos de automatización .	62
4.4.	Análisis de los sistemas cuando existe un desbalance de cargas.....	69

5. CAPÍTULO 5: TECNOLOGÍAS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	75
5.1. Tecnologías de comunicación.....	75
5.1.1. Power Line Communication (PLC).....	75
5.1.2. Fibra óptica.....	76
5.1.3. Tecnología celular.....	77
5.1.4. Radio frecuencia.....	79
5.2. Protocolos de comunicación.....	80
5.2.1. DNP3.....	80
5.2.2. IEC 61850.....	81
5.3. Tecnologías y protocolos de comunicación en reconectores.....	82
5.4. Arquitectura del sistema de comunicaciones para automatización de los alimentadores de distribución propuestos.....	83
5.4.1. Arquitectura de comunicación entre los equipos de campo y la subestación.....	83
5.4.2. Arquitectura de comunicación entre los equipos de la subestación y el centro de control.....	85
5.4.3. Análisis comparativo entre los sistemas de comunicación propuestos....	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	92
ANEXOS.....	96

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CENTROSUR	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
FLISR	Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio
SE	Sistema eléctrico de potencia
kV	kilo-voltios
S/E	Subestación de Distribución
RDU	Redes de Distribución Urbana
DA	Automatización de la Distribución
NA	Normalmente abierto
NC	Normalmente cerrado
DMS	Distribution management system
EMS	Energy Management System
PI	Punto de interconexión entre sistemas
DM_{ik}	Demanda máxima en el punto de análisis
$U_{nominal}$	Voltaje nominal línea-línea
l_{ik}	Distancia hasta el punto de análisis
Z0	Impedancia de secuencia cero
Z1	Impedancia de secuencia positiva
Z2	Impedancia de secuencia negativa
Z_{ii}	Inductancia propia
Z_{ik}	Inductancia mutua
Z_f	Impedancia de falla (Arco)
Pcc	Potencia de cortocircuito
k	Factor de asimetría
TD	Time dial
51N	Protección instantánea de sobrecorriente al neutro
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
PLC	Power line Communication
MT	Medio Voltaje
BT	Bajo Voltaje
NAN	Neighbor Area Network
HAN	Home Area Network

WAN	Wide Area Network
OFMD	Orthogonal Frequency Division Multiplex
GPRS	General Packet Radio Service
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IEC	International Electronic Commission
VPN	Virtual Private Network
LAN	Local Area Network
OPGW	Overhead Power Ground Wire
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GSSE	Generis Substation Status Events

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Alimentador o ramal trifásico de tres o cuatro hilos representado por el circuito de impedancia simple.	6
Figura 2.2 Ramal monofásico línea neutro “i-k” entre la fase “A” y el neutro “n”.	7
Figura 2.3 Circuito equivalente para falla simétrica.....	10
Figura 2.4 Circuito equivalente para falla asimétrica línea a tierra.....	11
Figura 2.5 Circuito equivalente para falla asimétrica bifásica sin contacto a tierra.....	12
Figura 2.6 Circuito equivalente para falla asimétrica bifásica con contacto a tierra.	13
Figura 2.7 Curvas de fusión mínima y recuperación total fusibles tipo “T” y “K”	19
Figura 2.8 Curvas típicas de reconectores.	20
Figura 2.9 Secuencia de operación de un reconector ante la presencia de una falla permanente.....	20
Figura 2.10 Representación gráfica de los tiempos de operación ante la presencia de fallas transitorias del seccionizador y reconector.	22
Figura 2.11 Representación gráfica de los tiempos de operación ante la presencia de fallas permanentes del seccionizador y reconector.....	23
Figura 2.12 Criterio para coordinación fusible-fusible.	23
Figura 2.13 Criterio para la coordinación entre reconector- fusible; cuando el fusible se encuentra cerca a la carga.....	25
Figura 3.1 Modelo propuesto, Sistema 1.....	28
Figura 3.2 Modelo propuesto, Sistema 2.....	29
Figura 3.3 Estructura de interconexión entre sistemas, caso 1.....	33
Figura 3.4 Estructura de interconexión entre sistemas, caso 2.....	34
Figura 4.1 Ubicación de los equipos de protección en los sistemas, para el análisis de interconexión.	45
Figura 4.2 Ubicación de los reconectores en los Sistemas de Distribución propuestos.	45
Figura 4.3 Ubicación de las protecciones en los ramales del Sistema 1.	48
Figura 4.4 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Fusible 2.	50
Figura 4.5 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Reconector 1.	51

Figura 4.6 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Reconectador 1.	53
Figura 4.7 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconectador 2.	53
Figura 4.8 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconectador 2.	54
Figura 4.9 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 4 y Reconectador 1.	55
Figura 4.10 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconectador 2 y Reconectador 1.	56
Figura 4.11 Ubicación de las protecciones en los ramales del Sistema 2.	57
Figura 4.12 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 2 y Fusible 1.	58
Figura 4.13 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Fusible 4.	58
Figura 4.14 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Reconectador 1.	59
Figura 4.15 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Reconectador 1.	59
Figura 4.16 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconectador 2.	60
Figura 4.17 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 6 y Reconectador 2.	60
Figura 4.18 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 6 y Reconectador 2.	61
Figura 4.19 Flujograma para detección de fallas de los Sistemas 1 y 2.	63
Figura 4.20 Representación de una falla aguas debajo de R2 del Sistema 1.	63
Figura 4.21 Representación de una falla entre los reconectadores R1 y R2 del Sistema 1.	64
Figura 4.22 Sistema 2 con transferencia de carga, cuando ocurre una falla aguas debajo de R1 del Sistema 1.	65
Figura 4.23 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconectador de interconexión y Reconectador 3.	67

Figura 4.24 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconectador 3 y Reconectador 4.	68
Figura 4.25 Ramales del Sistema 1 localizadas aguas abajo de R2 y cambiados a monofásicos.	70
Figura 4.26 Coordinación entre R2 y R1 del sistema 1 al provocarse un desbalance de carga.	73
Figura 5.1 Ejemplo de arquitectura para control y supervisión remota de reconectores mediante el uso de tecnología GPRS.	79
Figura 5.2 Comparación entre el modelo OSI y el modelo DNP.	80
Figura 5.3 Asociación de los protocolos de la IEC 61850 con el modelo de referencia OSI.	82
Figura 5.4 Propuesta del modelo de Arquitectura para la implementación del sistema de comunicaciones entre los equipos de campo y los equipos de la subestación.	84
Figura 5.5 Propuesta del sistema de comunicaciones y su arquitectura para establecer comunicación entre las subestaciones y el centro de control.	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de las expresiones matemáticas para el cálculo de caída de voltaje en alimentadores trifásicos y ramales monofásicos.....	7
Tabla 2.2 Factor multiplicador K para operaciones rápidas del reconectador.	24
Tabla 3.1 Datos correspondientes al Sistema 1.	28
Tabla 3.2 Datos correspondientes al sistema de recepción.	29
Tabla 3.3 Resultados obtenidos del flujo de carga en el sistema 1.	30
Tabla 3.4 Resultados obtenidos del flujo de carga en el sistema 2.	31
Tabla 3.5 Resultados obtenidos del flujo de carga para el caso 1 de interconexión.	33
Tabla 3.6 Resultados obtenidos del flujo de carga para el caso 2 de interconexión. ...	34
Tabla 3.7 Resultados corrientes de falla Sistema 1.	36
Tabla 3.8 Resultados corrientes de falla Sistema 2.	37
Tabla 3.9 Corrientes de cortocircuito en las cargas del Sistema 1	38
Tabla 3.10 Corrientes de cortocircuito en las cargas del Sistema 2	39
Tabla 3.11 Corrientes de cortocircuito en las cargas de la interconexión Caso 1.	40
Tabla 3.12 Corrientes de cortocircuito en las cargas de la interconexión Caso 2.	40
Tabla 4.1 Rangos de corriente para TCs.....	47
Tabla 4.2 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones del Sistema1.	49
Tabla 4.3 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones.....	57
Tabla 4.4 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones.....	66
Tabla 4.5 Curvas para la coordinación del nuevo Sistema formado por la transferencia.	66
Tabla 4.6 Data para análisis monofásico del sistema.	71
Tabla 4.7 Resultados de caída de voltaje y reducciones de MVA	72
Tabla 4.8 Porcentaje de desbalance entre fases en el punto de análisis R2.....	73
Tabla 5.1 Tecnología PLC: Ventajas y Desventajas	75
Tabla 5.2 Tecnología Fibra Óptica: Ventajas y Desventajas.....	77
Tabla 5.3 Tecnología celular: Ventajas y Desventajas.....	78
Tabla 5.4 Tecnología Radio Frecuencia: Ventajas y Desventajas.....	79
Tabla 5.5 Características de Reconectores comerciales en Ecuador.	82

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las empresas eléctricas de distribución han encaminado sus esfuerzos hacia lograr una mejora en el nivel de confiabilidad y calidad de servicio brindado a sus clientes, a través de la renovación y expansión de sus redes de distribución. Las causas para que se lleve a cabo este proceso, son las exigencias del ente regulador al requerir niveles mínimos en la calidad de suministro eléctrico y la penetración de cargas especiales como las cocinas y calentadores de inducción e inclusive vehículos eléctricos.

La automatización del sistema de distribución puede ser una solución viable para mejorar los índices de confiabilidad y calidad del suministro de energía, es por ello que en este trabajo de titulación se plantea un “Modelo de automatización del sistema de Distribución a 22 kV para la óptima colocación de protecciones inteligentes en el alimentador principal”, este modelo de automatización se basa en el sistema de Localización de fallas, Aislamiento y Restauración del servicio (FLISR), el esquema FLISR nos permitirá desarrollar un plan de maniobras por condiciones de falla presentadas en los sistemas de distribución mediante la ejecución de operaciones automáticas y manteniendo las condiciones de operatividad del sistema.

El enfoque de la tesis se centra en la colocación óptima de equipos de protección en el alimentador principal, es por esto que los puntos en donde se ubican los equipos de protección se establecieron mediante el análisis de caídas de voltaje en la reconfiguración del sistema a través de la interconexión para transferencias de carga y el esquema FLISR, los dispositivos de protección inteligente que fueron colocados en los nodos del sistema reconfigurado donde no se sobrepase el 4 % de caída de voltaje; posteriormente se realizó un análisis de coordinación de protecciones y se establecieron protocolos de automatización mediante la simulación de fallas en los sistemas propuestos. Lo que se pretende con todo lo antes mencionado es elevar los niveles de confiabilidad de los sistemas de distribución para reducción de tiempos en restauración de servicio y aislar la menor sección del alimentador al producirse una falla. El presente trabajo no profundiza en la parte de comunicaciones más bien se brindan pautas para que especialistas en este campo puedan tomar estas ideas y las desarrollen en más profundidad.

En lo que concierne a la estructura del presente trabajo, los contenidos han sido organizados con la finalidad de exponer en forma secuencial el desarrollo íntegro del trabajo, se ha expuesto en primer lugar la fundamentación teórica que engloba conceptos, métodos y expresiones matemáticas usadas para el desarrollo del trabajo de titulación, en segundo lugar se exponen la metodología aplicada para la obtención de resultados y por último se presenta la parte relacionada al tema de comunicaciones.

La fundamentación teórica es abarcada en su totalidad por el capítulo dos, en este se exponen los conceptos fundamentales en los cuales nos basamos para el desarrollo del trabajo, se exponen también expresiones matemáticas usadas para el cálculo de caídas de voltaje en sistemas trifásicos y monofásicos, fórmulas para el cálculo de corrientes de cortocircuito y corrientes de falla para cada una de sus variantes. Una parte de este capítulo hace referencia al método de reconfiguración de sistemas de distribución mediante un análisis de interconexión para la realización transferencias de carga entre alimentadores, finalmente presenta los principales equipos de protección usados en alimentadores de distribución y los criterios para su coordinación a través de curvas de tiempo corriente. En el capítulo tres se proponen dos sistemas de distribución en los cuales se trabajará para la propuesta del modelo de automatización y la correspondiente determinación de los puntos óptimos donde se colocaran los equipos de protección inteligentes; también se muestran los resultados obtenidos a través de la expresiones matemáticas presentadas en el capítulo dos para realizar el análisis correspondiente de las caídas de voltaje, corrientes de cortocircuito e interconexión de los sistemas propuestos. En el cuarto capítulo se presenta la metodología aplicada para la óptima colocación de equipos de protección y automatización de los sistemas propuestos, basados en el sistema FLISR (localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio), se detallan también los parámetros a considerar para el dimensionamiento de las protecciones, los criterios y resultados obtenidos de la coordinación del sistema de protecciones tanto para los alimentadores individuales como para la reconfiguración del sistema, por último se exponen los protocolos para la automatización de los sistemas mediante la simulación de fallas aleatorias, para saber cómo actuar y que pasos seguir en caso de que se presente una contingencia ocasionada por cualquier tipo de falla. El quinto capítulo presenta un estado del arte de los protocolos y tecnologías de comunicación usados en la automatización de sistemas de distribución, así como también se realizan dos propuestas de arquitectura para el sistema de comunicaciones,

tanto para establecer comunicación entre los equipos de campo y la subestación, como para enlazar los equipos de la subestación y el centro de control.

1. CAPÍTULO 1: PROBLEMA DE ESTUDIO Y OBJETIVOS

1.1. Problema de estudio

La confiabilidad de un sistema de distribución depende en gran parte de los índices de interrupciones que este tenga, por lo que la prioridad de las empresas distribuidoras es mantener de manera CONTINUA el suministro eléctrico para todos sus clientes. La presencia de entes reguladores ha permitido que se fijen políticas de calidad y confiabilidad que son de cumplimiento obligatorio para las empresas distribuidoras, esto implica que se premie la buena calidad de servicio y se impongan sanciones económicas a quienes incumplan o estén fuera de sus lineamientos.

La mayoría de Empresas Eléctricas siguen dependiendo de las llamadas telefónicas de sus clientes para averiguar las interrupciones que sufre su sistema, y la solución a estas interrupciones todavía se realiza con métodos manuales, es decir enviar a cuadrillas para recorrer líneas que permitan localizar y aislar la falla, este proceso involucra mucho tiempo haciendo que se reduzca la confiabilidad del sistema y se incrementen los tiempos de reposición de servicio.

Debido a todo lo antes mencionado las empresas distribuidoras se han visto en la obligación de automatizar sus sistemas de distribución, por lo que se ha visto pertinente realizar una propuesta de automatización para sistemas de distribución a 22 kV en la que se presente un modelo para la óptima colocación de equipos automáticos de protección, basados en el esquema de automatización FLISR y mediante el análisis de flujos de potencia, manejo de corrientes de cortocircuito y un estudio de reconfiguración del sistema, todo esto permitirá establecer protocolos de automatización para superar contingencias provocadas por fallas.

1.2. Justificación

Este trabajo tiene como principal objetivo presentar una propuesta de un modelo automatizado del alimentador principal de un sistema de distribución a 22 KV, en el cual la automatización se la realice mediante el uso de protecciones inteligentes determinando la ubicación óptima que tendrán éstas en el alimentador principal. También se pretende que mediante este trabajo se impulsen mejoras en las redes de

distribución, con el uso de la automatización de red, que es una de las estrategias más eficaces en las redes de distribución para aumentar su confiabilidad, debido a que esta puede ayudar a reducir la duración de interrupciones y el número de clientes afectados a consecuencia de fallas en el sistema.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Proponer un modelo de automatización del sistema de distribución a 22 kV para la óptima colocación de protecciones inteligentes en el alimentador principal.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Proponer dos sistemas de distribución a 22 kV y definir el ramal troncal y ramales secundarios.
2. Realizar los análisis de flujos de carga, corrientes de cortocircuito e interconexión para la reconfiguración de los sistemas.
3. Definir el tipo de protecciones a utilizar en los ramales secundarios.
4. Definir la ubicación de los equipos de protección automáticos en ramales principales, en estado receptor y emisor.
5. Revisar el estado del arte de los elementos a utilizar en la protección, esto en función de los parámetros obtenidos en el flujo de potencia.
6. Definir el tipo de protecciones, principal o de respaldo.
7. Realizar la coordinación de protecciones de los sistemas planteados y del modelo propuesto.
8. Simular fallas para determinar protocolos de automatización (formas de transferir carga) entre sistemas.
9. Aplicar el estado del arte para determinar los protocolos y tecnologías de comunicación que utilizan las protecciones inteligentes.

1.4. Metodología aplicada

Para el desarrollo de los objetivos planteados en el presente trabajo, primero se realizará una investigación exploratoria la cual permitirá obtener una visión general del campo de estudio que abarca la automatización de la distribución, y los equipos automáticos de protección usados en sistemas de distribución. Se efectuará una investigación

bibliográfica con la que se pretende estudiar el estado del arte acerca de los dispositivos automáticos de protección que nos permita conocer las características de estos equipos, así también estudiar los protocolos que estos equipos utilizan para su comunicación. Se propone también llevar a cabo una investigación cualitativa mediante entrevistas a personal especialista en protecciones y comunicaciones de la CENTROSUR C.A, para obtener información que ayude a tener una mejor visión de cómo se maneja en la actualidad la automatización de la distribución.

Con la información obtenida mediante la investigación exploratoria se planteará el diseño investigativo, el cual se basa en un patrón experimental ya permite plantear un modelo de automatización en el que se definan los ramales principales y secundarios, para mediante análisis de flujos de potencia, corto circuitos, interconexión y vasados en el esquema FLISR obtener resultados que lleven a determinar el punto óptimo para la colocación de equipos automáticos de protección en el alimentador principal del sistema. El enfoque que se pretende utilizar para esta investigación es del tipo cuantitativo, que permitirá hacer el análisis a través de la utilización de variables numéricas y la interpretación de gráficos y tablas. Se utilizará la metodología de investigación inductiva y deductiva para efectuar la simulación de los posibles escenarios mediante el empleo de herramientas de simulación, se aplicará también la metodología de investigación explicativa para la evaluación del modelo planteado y el análisis de los puntos óptimos de colocación de protecciones inteligentes.

2. CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

2.1. Flujos de carga en redes de distribución radiales

2.1.1. Cálculo de caídas de voltaje en alimentadores

Con la finalidad de conocer si el voltaje en cada nodo del sistema de distribución no supera el límite establecido por las empresas distribuidoras y además para determinar el estado de operación y verificar la calidad de servicio que se brinda a los clientes, se plantea un método de cálculo para caídas de voltaje en alimentadores trifásicos, y se lo realiza a través de las expresiones matemáticas que se desarrollan partiendo del circuito de impedancia simple que se presenta en la Figura 2.1 el cual representa un alimentador o ramal trifásico de tres o cuatro hilos para voltajes comprendidos entre 2,4 y 33 kV [1].

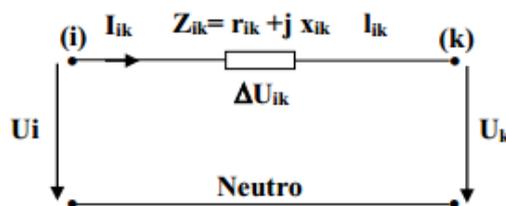


Figura 2.1 Alimentador o ramal trifásico de tres o cuatro hilos representado por el circuito de impedancia simple.

Fuente: [1]

La expresión matemática para el cálculo es la siguiente:

$$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{nominal}} * l_{ik} * M_{ik} \text{ [Volt - Neutro]} \quad (2.1)$$

Donde:

- DM_{ik} Demanda máxima en el punto de análisis
- $U_{nominal}$ Voltaje nominal línea-línea
- l_{ik} Distancia hasta el punto de análisis
- M_{ik} Parámetro definido por la fórmula:

Parámetro dependiente del sistema de análisis.

$$M_{ik} = r \cos(\varphi) + x \sin(\varphi) \quad (2.2)$$

Para obtener la caída de voltaje en ramales monofásicos formados por cualquier fase del sistema y el neutro, la Figura 2.2 muestra el modelo establecido que permitirá obtener

las expresiones matemáticas para el cálculo correspondiente, este consiste en un circuito equivalente que representa un ramal monofásico línea neutro “i-k” entre una de sus fases “A” y el conductor de neutro “N” [1].

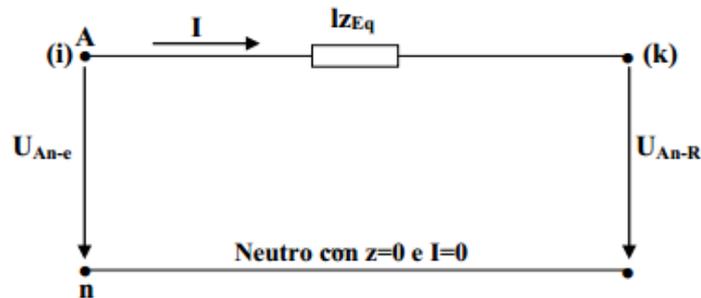


Figura 2.2 Ramal monofásico línea neutro “i-k” entre la fase “A” y el neutro “n”.

Fuente: [1]

La fórmula para el cálculo de caída de voltaje en línea monofásica es la siguiente:

$$\Delta U_{A-n} = \sqrt{3} * \frac{DM_{ik}}{U_{nominal}} * l_{ik} * M_{ik} \text{ [Volt - Neutro]} \quad (2.3)$$

Donde:

- DM_{ik} Demanda máxima en el punto de análisis
- $U_{nominal}$ Voltaje nominal línea-línea
- l_{ik} Distancia hasta el punto de análisis

A continuación, se presenta una tabla resumen con las expresiones matemáticas para determinar la caída de voltaje en alimentadores trifásicos y en ramales monofásicos:

Tabla 2.1 Resumen de las expresiones matemáticas para el cálculo de caída de voltaje en alimentadores trifásicos y ramales monofásicos.

Fuente: [1]

Circuito	[V]	[%]
Trifásico de 3 Δ y 4 hilos Y	$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{nominal}} * l_{ik} * M_{ik}$	$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{10 * U_{nominal}^2} * l_{ik} * M_{ik}$
Monofásico línea-neutro (Y)	$\Delta U_{A-n} = \sqrt{3} * \frac{DM_{ik}}{U_{nominal}} * l_{ik} * M_{ik}$	$\Delta U_{ik} = 3 * \frac{DM_{ik}}{10 * U_{nominal}^2} * l_{ik} * M_{ik}$

2.2. Fallas en sistemas de distribución

Se denomina falla a cualquier evento o condición anormal que ocurre en un circuito, la cual interfiere en su flujo normal de corriente. Estas fallas pueden ser ocasionadas a partir de la reducción de la resistencia de aislamiento entre los conductores de fases o conductores de fase y tierra [2] [3].

El análisis de fallas y corrientes de cortocircuito tiene gran relevancia debido a que dependiendo de los valores obtenidos se pueden determinar parámetros que garanticen la seguridad del sistema eléctrico de distribución; así como también se puede realizar el diseño de sistemas de puesta a tierra, dimensionamiento de equipos de protección y seccionamiento [2].

2.2.1. Impedancias de secuencia

En un sistema eléctrico simétrico la impedancia puede expresarse en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. Un sistema trifásico equilibrado, solo requiere de las impedancias de secuencia positiva para producir caídas de voltaje y flujos de corriente [4].

Para obtener las componentes de secuencia Z_0 , Z_1 , Z_2 , se parte de la matriz Z_{barra} , utilizando las ecuaciones de Carson que permiten calcular la impedancia de un circuito aéreo, soterrado o de combinación mixta, además considerando el efecto de retorno por neutro y por tierra [5].

- Para el cálculo de la inductancia propia:

$$Z_{ii} = (R_{ii} + L) + jN \ln \left(\frac{S_{ii}}{RMG_i} \right) \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.4)$$

- Para el cálculo de la inductancia mutua:

$$Z_{ik} = L + jN \ln \left(\frac{S_{ik}}{D_{ik}} \right) \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.5)$$

Donde:

- R_{ii} : Resistencia eléctrica del conductor “i” en Ω/km .
- RMG_i : Radio medio geométrico del conductor “i” en milímetros.
- S_{ik} : Distancia entre el conductor “i” y la imagen del conductor “k” en metros.
- D_{ik} : Distancia entre el conductor “i” y el “k” en metros.
- $L = \pi^2 10^{-4} f$: Expresiones para simplificar la notación.

- $N = 4\pi 10^{-4}$: Expresiones para simplificar la notación.

Las expresiones anteriores pueden ser expresadas en forma matricial como se indica a continuación:

$$Z_{[barran_{n \times n}]} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{1n} & Z_{1g} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{2n} & Z_{2g} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{3n} & Z_{3g} \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{n3} & Z_{nn} & Z_{ng} \\ Z_{g1} & Z_{g2} & Z_{g3} & Z_{gn} & Z_{gg} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Para la obtención de los componentes de secuencia es importante obtener la matriz de fases mediante la reducción de la matriz Zbarra por el método de reducción de KRON.

El método de reducción de KRON se basa en la eliminación de nodos que tienen corrientes inyectadas con valor cero reduciendo la Zbarra de 5x5 a una Zbarra de 3x3 donde se incluye el retorno por el neutro y por tierra [6] [7].

Matriz equivalente de fases:

$$Z_{[abc]} = Z_{11} - \frac{1}{Z_{22}} (Z_{12})(Z_{21}) \quad (2.7)$$

Cada componente de la Ecuación (2.7) representa una matriz.

- Z_{11} : Matriz de circuito trifásico sin neutro.
- Z_{22} : Impedancia propia del neutro.
- $Z_{12} = (Z_{21})^T$ Submatrices de los elementos mutuos entre el neutro y la fase.
- $\frac{1}{Z_{22}} (Z_{12})(Z_{21})$: Matriz de corrección que incluye el efecto del neutro en Z_{11} .

A partir de la matriz equivalente de fase, se obtiene la matriz de secuencia; multiplicándola por las matrices de transformación [7].

$$Z_{sec} = S^{-1} \cdot Z_{abc} \cdot S \quad (2.8)$$

Matrices de transformación, donde $a = 1 \angle 120$

$$S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$S^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Estructurada en su diagonal por los componentes de secuencia y los términos fuera de la diagonal representan el acoplamiento mutuo entre impedancias [7].

$$Z_S = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

- Z_{00} : impedancia de secuencia cero [ohm/km].
- Z_{11} : impedancia de secuencia positiva [ohm/km].
- Z_{22} : impedancia de secuencia negativa [ohm/km].

2.2.2.Falla simétrica

Esta falla es un cortocircuito trifásico el cual se puede producir con o sin presencia de arco provocando el circuito equivalente mostrado en la Figura 2.3 el cual puede ser modificado para simular el arco eléctrico; este arco es representado por la impedancia de falla Z_f , [4].

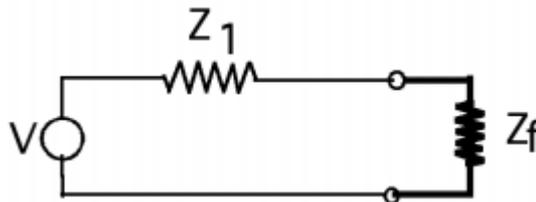


Figura 2.3 Circuito equivalente para falla simétrica.

Fuente: [4]

El valor de la corriente de corto circuito se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cto} = \frac{V - \Delta V}{Z_1 + Z_f} \quad (2.12)$$

Donde:

- V Voltaje nominal del sistema
- ΔV Caída de voltaje hasta el nodo de análisis
- Z_1 Impedancia de secuencia positiva
- Z_f Impedancia de falla (Arco)

2.2.3.Falla asimétrica línea a tierra

Esta falla es la más común, es un cortocircuito monofásico el cual se puede producir con o sin presencia de arco, provocando el circuito equivalente mostrado en la Figura 2.4 el arco es representado por la impedancia de falla Z_f la cual toma un valor de cero ante la ausencia de arco [4][3].

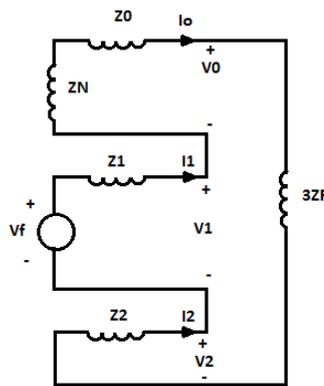


Figura 2.4 Circuito equivalente para falla asimétrica línea a tierra.

Fuente: [4]

El valor de la corriente de corto circuito se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cto} = \frac{3(V - \Delta V)}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + Z_n + 3Z_f} \quad (2.13)$$

Donde:

- V Voltaje nominal del sistema
- ΔV Caída de voltaje hasta el nodo de análisis
- Z_0 Impedancia de secuencia cero
- Z_1 Impedancia de secuencia positiva
- Z_2 Impedancia de secuencia negativa
- Z_n Impedancia del neutro
- Z_f Impedancia de falla (Arco)

2.2.4.Falla bifásica sin contacto a tierra.

En la falla línea a línea las corrientes de corto circuito por lo general son menores que las correspondientes trifásicas excepto cuando esta ocurre cerca de las maquinas síncronas y asíncronas de gran potencia. La frecuencia de ocurrencia esta entre el 8% y

10% del total de las fallas [3] [4]. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito de esta falla se emplea el siguiente circuito equivalente:

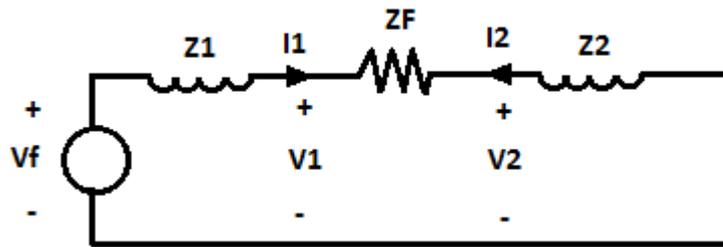


Figura 2.5 Circuito equivalente para falla asimétrica bifásica sin contacto a tierra.

Fuente: [3]

Corrientes de secuencia positiva y negativa.

$$I_1 = -I_2 = \frac{(V - \Delta V)}{(Z_1 + Z_2 + Z_F)} \quad (2.14)$$

Obtenidas las corrientes de secuencia el cálculo de la corriente de cortocircuito se calcula con la siguiente formula:

$$I_{cortoc} = (a - a^2)I_1 \quad (2.15)$$

Donde:

- V Voltaje nominal del sistema
- ΔV Caída de voltaje hasta el nodo de análisis
- Z_1 Impedancia de secuencia positiva
- Z_2 Impedancia de secuencia negativa
- Z_f Impedancia de falla (arco)
- I_1 Corriente de secuencia positiva.
- I_2 Corriente de secuencia negativa.
- $a = 1 \angle 120^\circ$
- $a^2 = 1 \angle 240^\circ$

2.2.5. Fallas bifásica con contacto a tierra.

Similar a la anterior con la única diferencia que existe un contacto a tierra a través de una impedancia de falla.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito de esta falla se emplea el siguiente circuito equivalente:

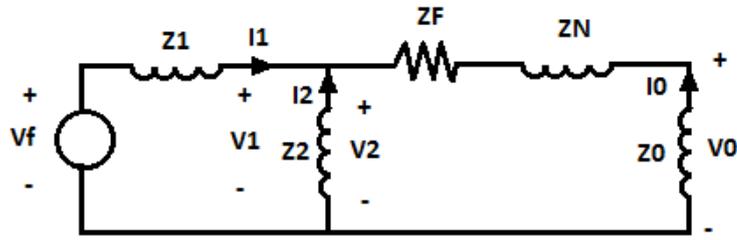


Figura 2.6 Circuito equivalente para falla asimétrica bifásica con contacto a tierra.

Fuente: [3]

Corrientes de falla expresadas en sus componentes simétricas:

$$I_1 = \frac{V - \Delta V}{Z_1 + \left[\frac{Z_2(Z_0 + Z_n + Z_F)}{Z_2 + Z_0 + Z_n + 3Z_F} \right]} \quad (2.16)$$

$$I_2 = -I_1 \left(\frac{Z_0 + Z_n + 3Z_F}{Z_0 + Z_n + 3Z_F + Z_2} \right) \quad (2.17)$$

$$I_0 = -I_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0 + Z_n + 3Z_F + Z_2} \right) \quad (2.18)$$

Corrientes de falla en las fases a, b, c:

$$I_a = 0 \quad (2.19)$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \quad (2.20)$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2 \quad (2.21)$$

Donde:

- V Voltaje nominal del sistema
- ΔV Caída de voltaje hasta el nodo de análisis
- Z_0 Impedancia de secuencia cero
- Z_1 Impedancia de secuencia positiva
- Z_2 Impedancia de secuencia negativa
- Z_f Impedancia de falla (arco)
- Z_n Impedancia del neutro
- I_0 Corriente de secuencia cero

- I_1 Corriente de secuencia positiva.
- I_2 Corriente de secuencia negativa.
- $a = 1\angle 120^\circ$
- $a^2 = 1\angle 240^\circ$

2.3. Método de los MVA para el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásicas.

Para determinar las corrientes de cortocircuito en cada nodo del sistema de distribución, se aplicó el método de los MVA, el cual basa su concepto en que, la magnitud de corriente que un componente activo o pasivo puede entregar durante un cortocircuito está ligado directamente con sus MVA equivalentes. Este método permite calcular los MVA en cada nodo del sistema en forma simultánea hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla o punto donde se realizará la colocación de algún dispositivo de protección, los MVA equivalentes se van obteniendo mediante reducciones en combinaciones serie o paralelo [8].

Los MVA equivalentes permiten obtener la potencia de cortocircuito en el nodo que se vaya a analizar, mediante la aplicación de las siguientes formulas:

Para transformadores:

$$P_{cc(TR)} = \frac{MVA_{equipo}}{\%X_{equipo}} * 100 \quad (2.22)$$

Donde:

- $P_{cc(TR)}$ Potencia de cortocircuito en el transformador
- $\%X_{equipo}$ Reactancia equivalente del equipo transformador
- MVA_{equipo} Potencia del equipos en MVA

Para líneas:

$$P_{cc(LÍNEAS)} = \frac{(V_{L-L} - \Delta U_j)^2}{|Z_1| \Omega} \quad (2.23)$$

Donde:

- $P_{cc(LÍNEAS)}$ Potencia de cortocircuito en las líneas
- V_{L-L} Voltaje línea-línea
- ΔU_j Caída de voltaje en el nodo "j"
- $|Z_1|$ Módulo de la impedancia de secuencia positiva de la línea

Las reducciones son análogas a las que se realizan con circuitos resistivos, donde la corriente y el voltaje serian análogos de la potencia y la reactancia respectivamente, las expresiones con las que se realiza el cálculo se presentan a continuación:

Combinación de equipos en serie:

Mediante esta reducción se determina el valor de la reactancia equivalente que resulta de la sumatoria de la reactancia de los equipos, sin embargo, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos.

Potencias iguales: La reactancia equivalente es igual a la suma las reactancias de los equipos, mientras que la potencia equivalente es igual a la potencia que poseen los equipos.

Potencias diferentes: Se toma como base la potencia mayor entre los equipos siguiendo este orden jerárquico (generador, transformador, líneas) dependiendo de la combinación que se presente entre equipos, y se cambia el valor de la reactancia referida a la potencia base seleccionada.

$$X'_{d(nueva)} = X_{d(cambio)} \left(\frac{P_{base}}{P_{cambio}} \right) \quad (2.24)$$

Combinación de equipos en paralelo

Con este procedimiento se determina el valor de la potencia equivalente que resulta de la suma de las potencias de los equipos sin embargo se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones.

Reactancias iguales: La potencia equivalente es igual a la suma de las potencias de los equipos, mientras que la reactancia equivalente es igual a la reactancia que poseen los equipos.

Reactancias diferentes: Se toma como base la reactancia mayor entre los equipos siguiendo este orden jerárquico (generador, transformador, líneas) dependiendo de la combinación que se presente entre equipos, y se cambia el valor de la potencia referida a la reactancia base seleccionada.

$$P'_{(nueva)} = P_{(cambio)} \left(\frac{X_{base}}{X_{cambio}} \right) \quad (2.25)$$

Realizadas las reducciones del sistema se realiza el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en función de la potencia de cortocircuito trifásica equivalente y el voltaje de línea, con la siguiente expresión matemática:

$$I_{cc(3\phi)} = \frac{P_{cc3\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_L} [A] \quad (2.26)$$

2.4. Factor de asimetría

Para determinar la corriente nominal rms con la que se dimensionarán los equipos de protección se utiliza un factor k, llamado factor de asimetría. La asimetría depende de la relación X / R del punto de falla y del punto en la onda de voltaje en la que se inicia la falla.

Al presentarse una corriente de falla que circula desde una fuente remota esta puede ser asimétrica y poseer una componente de AC como una de DC. La magnitud rms de la componente AC de la corriente de falla del sistema es independiente del tiempo y tendrá un valor constante determinado por el voltaje de pre-falla más alto del sistema y la impedancia equivalente, y puede ser considerado como una senoide de amplitud constante; mientras tanto el componente de DC es transitorio y decae con el tiempo [9] [10].

Las siguientes expresiones se pueden usar para el cálculo de la asimetría máxima. Donde las ecuaciones (2.27) y (2.28) (2.19) sirven para el cálculo durante el primer ciclo y la ecuación (2.29) puede ser usada para tiempos mayores a un ciclo.

$$I_{pico} = I_{ac_{pico}} \left(1 + e^{-\frac{2\pi\tau}{\left(\frac{X}{R}\right)}} \right) \quad (2.27)$$

$$I_{rms} = I_{ac_{rms}} \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi\tau}{\left(\frac{X}{R}\right)}}} \quad (2.28)$$

Donde:

$$\tau = 0,49 - 0,1e^{-\frac{X}{R}}$$

$$I_{rms} = I_{ac_{rms}} \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi\tau}{\left(\frac{X}{R}\right)}}} \quad (2.29)$$

Dónde: τ está en ciclos a 60 Hz.

Siendo el factor de asimetría k usado para el cálculo de la corriente nominal rms la siguiente expresión.

$$k = \sqrt{1 + 2e^{\frac{4\pi\tau}{R}}}$$
 (2.30)

2.5. Reconfiguración de sistemas de distribución

Los sistemas de distribución han pasado de ser sistemas diseñados con topologías poco flexibles que no permitían realizar cambios en su configuración, a sistemas mucho más flexibles en los cuales se puede hacer uso de la reconfiguración del alimentador para modificar la topología de las redes de distribución, estos cambios se han podido realizar con el avance tecnológico y la aparición de equipos inteligentes controlados a distancia. En condiciones normales de operación, la reconfiguración del alimentador apunta a una condición operativa más eficiente de la red. En condiciones de falla, la reconfiguración del alimentador tiene como objetivo restaurar el servicio a la cantidad máxima de usuarios en el menor tiempo posible [11].

2.5.1. Reconfiguración del alimentador para restauración del servicio

Dentro de la Automatización de la Distribución (DA) una función importante es la restauración del servicio en el caso de ocurrencia de fallas en el alimentador primario. El principal objetivo de la restauración automática del servicio es la ejecución de una serie de operaciones entre los interruptores de enlace NA y los de seccionamiento NC, las mismas que permitan restaurar el servicio al máximo número de clientes luego de ocurrida la falla en el alimentador. La restauración implica realizar una transferencia de carga o interconexión entre las partes que no estén en falla del alimentador defectuoso hacia los alimentadores cercanos que funcionen normalmente [11].

Al momento de realizarse la reconfiguración del sistema cambia la topología, los flujos de línea y los valores de cortocircuito. Por lo que es importante considerar en los equipos su perfil de voltaje y su carga. Si se usan reconectores se debe tener en cuenta

la activación del reconectador y los tiempos deben ser verificados para evitar disparos o reconexiones no deseadas [11].

2.6. Equipos de protección para alimentadores primarios de distribución

2.6.1. Fusibles

Son dispositivos de protección contra sobrecorriente comúnmente usados en redes de distribución, poseen un elemento fusible hecho de estaño o plata que se derrite al ser sometido a elevadas corrientes. En redes de distribución los dispositivos fusibles más usados operan bajo el principio de expulsión; además poseen dos factores que limitan su zona de operación, el tiempo mínimo requerido para la fusión del elemento y el tiempo total máximo en el cual el fusible tarda en despejar la falla [11] [12].

2.6.1.1. Curvas “TCC” tiempo-corriente fusibles tipo “K” y “T”

Los fusibles de expulsión más utilizados son: los de enlace “K”, fusibles de actuación rápida con una relación de velocidad de 6 a 8 y comúnmente usados para protección de transformadores y derivaciones de línea; los de enlace “T”, fusibles de actuación más lenta y poseen una relación de velocidad 10 a 13.

Los fusibles de expulsión presentan dos curvas tiempo-corriente, la curva de fusión mínima en la cual el tiempo de fusión mínima representa el 90% del tiempo de fusión promedio, y la curva de tiempo total máximo de despeje de falla en la cual el tiempo de despeje es igual a la suma del tiempo de fusión promedio más el tiempo del arco. La corriente de fusión mínima y máxima están especificadas para duraciones de 0.1 a 300 segundos para fusibles con capacidad hasta 100 A y 600 segundos para fusibles con capacidad superior a 100 A [12]. Las curvas de fusión mínima (línea continua) y recuperación total (línea punteada) de los fusibles de enlace “K” y “T”.

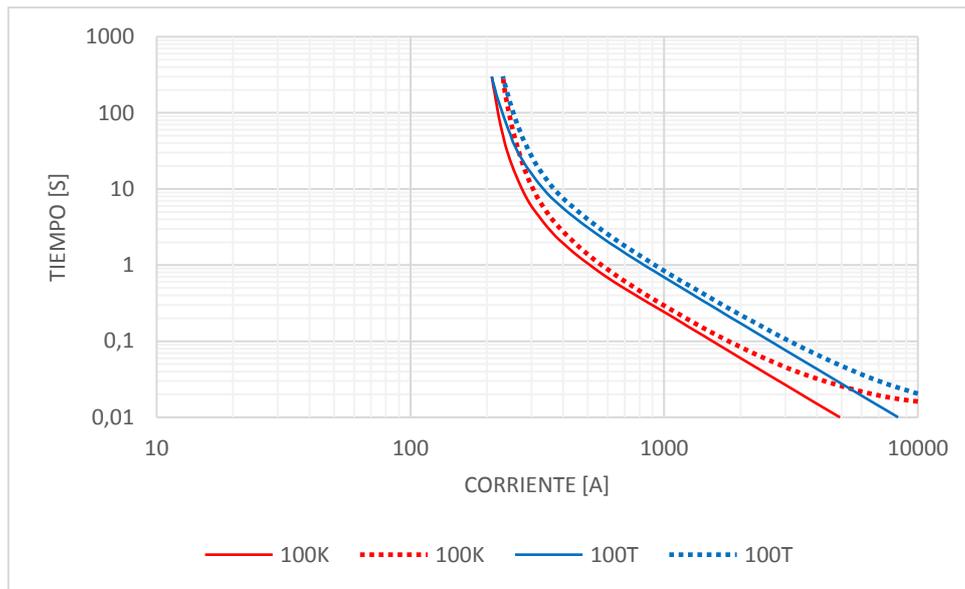


Figura 2.7 Curvas de fusión mínima y recuperación total fusibles tipo “T” y “K”.

Fuente: Autores

2.6.2. Reconectador

Es un dispositivo de protección usado en redes de distribución, la característica de apertura y cierre automático que posee, permite que al momento de producirse una falla transitoria en el sistema de distribución los usuarios no se queden sin suministro de energía [11]. Las principales aplicaciones de estos equipos de protección se dan en subestaciones y en alimentadores primarios de distribución; pueden ser monofásicos o trifásicos, los reconectadores trifásicos se pueden usar en el alimentador principal para proporcionar la cobertura de protección necesaria en circuitos largos y los reconectadores monofásicos se pueden usar en derivaciones monofásicas en lugar de fusibles [12].

Entonces se define al reconectador como un dispositivo que tiene la capacidad interrumpir corrientes de falla y reconectarse automáticamente, es decir que al momento que detecta sobreintensidades de fase y fase tierra, estas son interrumpidas y si la falla es transitoria el reconectador mediante operaciones de recierre automáticas vuelve a energizar la línea; pero si la falla es permanente el reconectador realiza un número predefinido de operaciones de recierre para luego quedar abierto aislando el tramo de red que se encuentra en falla [13] [14] [11].

2.6.2.1. Secuencia de operación del reconectador.

Comúnmente los reconectores están diseñados para tener hasta tres operaciones, una de apertura otra de cierre y, después de éstas, una operación de apertura final para bloquear la secuencia; sus curvas características de tiempo corriente normalmente incorporan tres curvas, una rápida (curva A) y dos lentas o retardadas (curvas B y C) [11].

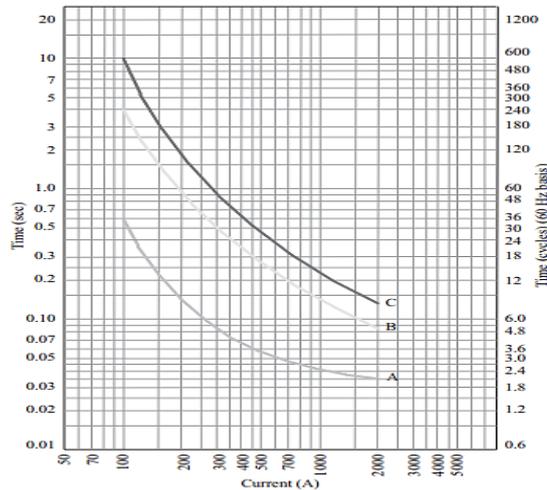


Figura 2.8 Curvas típicas de reconectores.

Fuente: [11]

El reconnector realiza un primer disparo instantáneo para eliminar fallas temporales antes que estas provoquen daños en las líneas. Los tres últimos disparos operan sincronizadamente con configuraciones de tiempo predefinidas. En caso de que la falla sea permanente, la operación de retardo permite que otros equipos de protección cercanos a las falla se abran para limitar la cantidad de red que queda fuera de servicio [11].

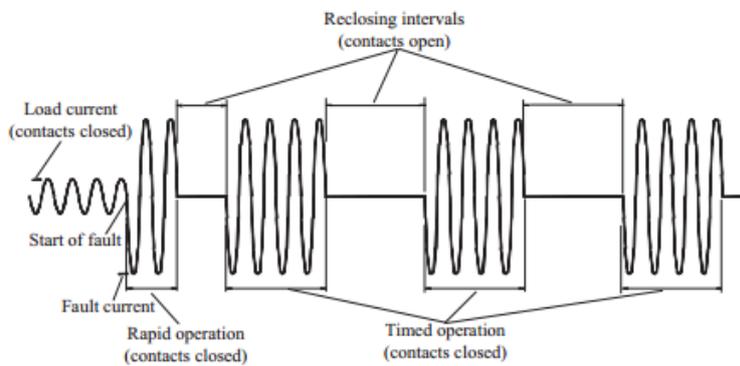


Figura 2.9 Secuencia de operación de un reconnector ante la presencia de una falla permanente.

Fuente: [11]

Para realizar la coordinación entre el reconnector con otro equipo de protección es importante garantizar que el tramo más pequeño del sistema de distribución quede

desconectado para minimizar la interrupción de servicio a los clientes. Para coordinar con equipos de protección aguas arriba se selecciona la característica de tiempo y la secuencia de operación del reconectador; los dispositivos aguas abajo se ajustan para lograr una coordinación correcta [11].

2.6.3. Seccionalizador

Es un equipo de protección comúnmente usado en circuitos de distribución, estos dispositivos pueden ser monofásicos o trifásicos dependiendo del tipo de circuito a proteger. El seccionalizador no tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla por lo que trabaja en conjunto con un dispositivo de respaldo que tenga la capacidad de interrumpir corrientes de falla, generalmente es instalado aguas abajo de un reconectador. Al no tener una curva operativa de tiempo actual, el seccionalizador puede ser usado entre dos dispositivos de protección en los cuales las curvas de funcionamiento no presenten las características adecuadas para una coordinación factible [11].

El dispositivo opera aislando de manera automática los tramos de red que se encuentren en falla una vez que el reconectador conectado aguas arriba haya interrumpido la corriente de falla. La operación consiste en que el seccionalizador se abre después de un número pre determinado de conteos de operaciones del reconectador durante condiciones de falla. Luego del número predefinido de aperturas del reconectador de respaldo, y mientras el reconectador esté abierto, el seccionalizador se abre y aísla el tramo en falla, lo que permite que el reconectador cierre y restablezca el suministro en los tramos que no presentan fallas. Si se presenta una falla temporal y es despejada, el mecanismo del seccionalizador se reestablecerá automáticamente quedando listo para realizar un nuevo ciclo de operación [11] [13].

2.6.3.1. Tiempos de operación del seccionalizador

Para analizar los tiempos de operación que realiza el seccionalizador en conjunto con el reconectador, se ha tomado como referencia el tiempo de operación del seccionalizador AutoLink de la marca ABB.

- **Tiempos de operación ante una falla transitoria.**

Debido a que las fallas transitorias constituyen el 80% y 90% de las fallas ocasionadas en sistemas aéreos de distribución, deben ser eliminadas mediante la operación de dispositivos de protección de forma automática. Para lograr la eliminación de las fallas

temporales se usa la combinación de dos dispositivos un seccionizador con un reconectador de respaldo. Al producirse una falla, el reconectador de cabecera actúa, y el seccionizador empezará el conteo de una apertura, el reconectador hace un recierre y debido a que la falla fue transitoria, esta se elimina de tal manera que el reconectador y seccionizador se mantienen cerrados conservando la continuidad de servicio.

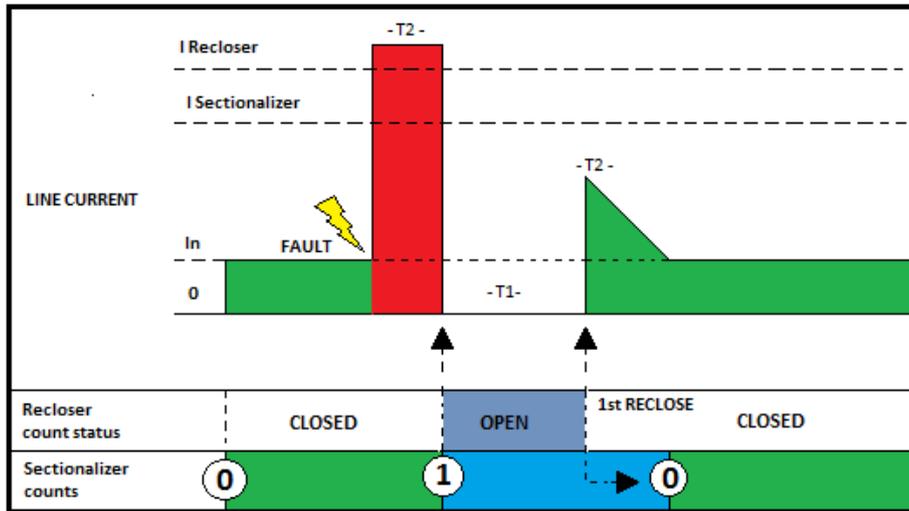


Figura 2.10 Representación gráfica de los tiempos de operación ante la presencia de fallas transitorias del seccionizador y reconectador.

Fuente: [15]

- **Tiempos de operación ante una falla permanente.**

Las fallas permanentes en sistemas aéreos de distribución se presentan en proporciones del 10 al 20% y no pueden ser despejadas mediante operaciones repetidas de recierre. Sin embargo, los reconectadores tienen la capacidad de contar las operaciones de apertura del reconectador de cabecera, y cuando alcanzan el número de conteos preestablecidos, aísla la sección de línea en fallas mediante su apertura.

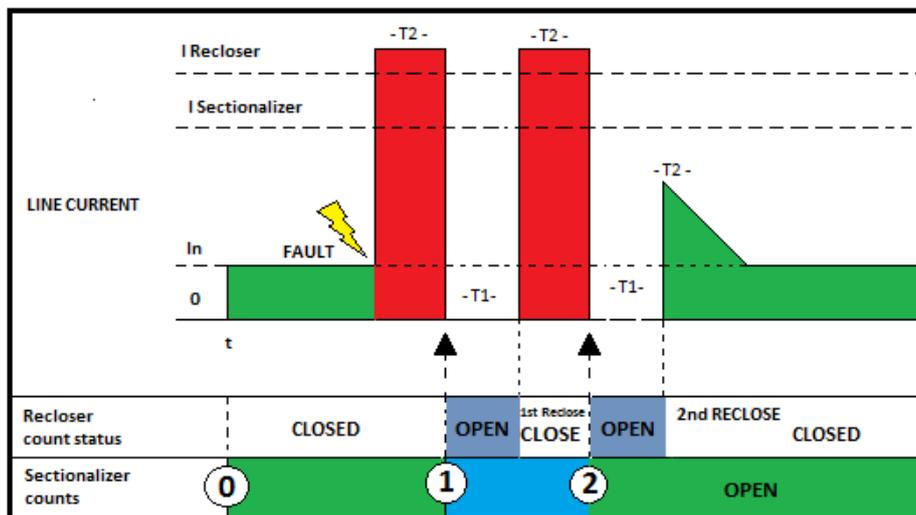


Figura 2.11 Representación gráfica de los tiempos de operación ante la presencia de fallas permanentes del seccionizador y reconectador.

Fuente: [15]

2.7. Coordinación entre equipos de protección

2.7.1.Coordinación fusible-fusible

Dos fusibles coordinan si cumplen el siguiente criterio: el tiempo máximo de despeje de falla del fusible principal (fusible protegido) no debe sobrepasar el 75% del tiempo mínimo requerido para la fusión del fusible de respaldo (fusible protector). Si se cumple el criterio se asegura que el fusible principal interrumpe y despeja la falla antes de que el fusible de respaldo, garantizando que no se pierda suministro de energía aguas arriba de donde ocurrió la falla. Mediante el factor del 75% se compensa los efectos de la temperatura ambiente y la corriente de carga así también el desgaste que sufre el fusible a causa del calentamiento provocado por corrientes de falla pequeñas ocasionadas aguas abajo y no fueron lo suficientemente grandes como para fundir el fusible [11] [12].

$$t_1 < 0,75 * t_2 \tag{2.31}$$

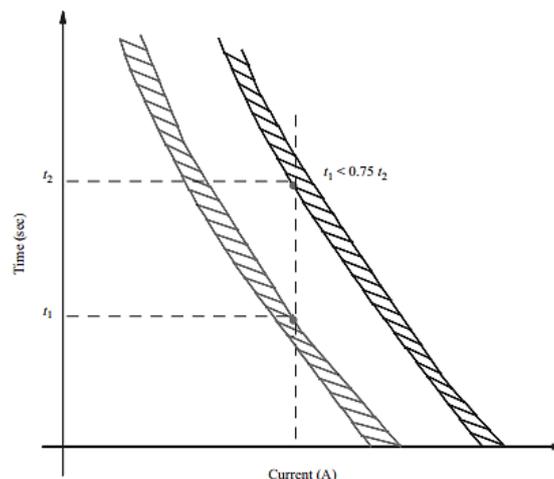


Figura 2.12 Criterio para coordinación fusible-fusible.

Fuente: [11]

2.7.2.Coordinación reconectador - fusible

La coordinación entre el reconectador como elemento protegido y fusible como elemento protector tiene como objetivo que, ante la presencia de una falla permanente

en un ramal secundario, esta sea liberada por el fusible que protege dicho ramal y ante la presencia de fallas temporales el reconectador sea el que elimine la falla.

Existen múltiples criterios de ajuste y coordinación para el arreglo reconectador – fusible. En [11] se menciona que para la coordinación entre un reconectador y un fusible hay que tener en cuenta la ubicación de estos equipos, es decir si el fusible actúa como elemento protegido (cerca de la fuente) o como elemento protector (cerca de la carga). Ahora analizaremos solo uno de ellos, cuando el fusible se encuentra cerca de la carga y funciona como elemento protector.

- Para que el reconectador actúe y abra antes que se funda el fusible, se recomienda ajustar la curva A multiplicando el tiempo por un factor K que varía dependiendo del número de operaciones rápidas que se le asignen al reconectador. En aplicaciones donde se requiera dos o más operaciones retardadas, la curva rápida coordina las corrientes de falla hasta el punto donde la curva A ajustada cruza la curva de fusión mínima del fusible [12].

Tabla 2.2 Factor multiplicador K para operaciones rápidas del reconectador.

Fuente: [12]

Tiempo de reconexión en ciclos	Factor k para una operación rápida	Factor k para dos operaciones rápida
25 -30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

- Para realizar la coordinación entre un reconectador y un fusible, cuando el fusible se encuentra cerca de la carga se deben tener en consideración que el reconectador tenga dos operaciones rápidas seguidas por dos operaciones lentas y además:
 - El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que la curva rápida del reconectador multiplicado por el factor multiplicador K.
 - El tiempo máximo de despeje del fusible debe ser menor que la curva retardada del reconectador sin ningún factor multiplicador; el reconectador debe tener al menos dos o más operaciones

retrasadas para evitar la pérdida de servicio en caso de que el reconectador se dispare cuando opera el fusible. Cuando el reconectador abre por primera vez eliminará el 80% de las fallas temporales, mientras que en la segunda eliminará un 10% adicional.

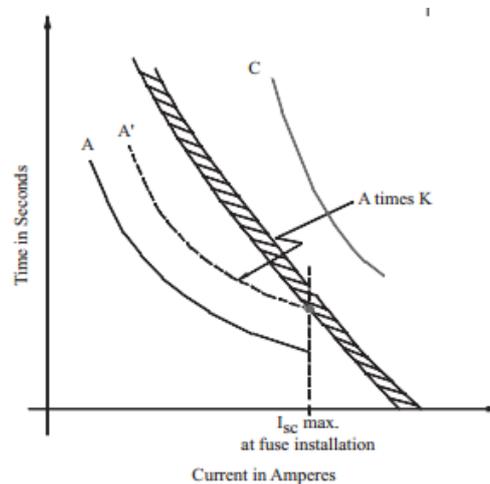


Figura 2.13 Criterio para la coordinación entre reconectador- fusible; cuando el fusible se encuentra cerca a la carga.

Fuente: [11]

2.7.3.Coordinación seccionalizador-reconectador

La característica de los seccionalizadores es que no poseen curvas tiempo corriente, por lo que su coordinación no requiere un análisis de estas curvas. Debido a esto los criterios para coordinar se basan en la cantidad de operaciones del reconectador de respaldo [11].

Para la coordinación entre estos dos dispositivos se deben considerar los siguientes principios básicos:

- La corriente mínima de actuación del seccionalizador no debe ser mayor al 80% de la corriente mínima de actuación del reconectador de respaldo.
- Los conteos para la apertura del seccionalizador debe ser por lo menos un conteo menos que la cantidad de operaciones para bloquear el reconectador de respaldo.
- El reinicio de las operaciones del seccionalizador debe ser mayor que el tiempo de reinicio del equipo de protección de respaldo.

- Los seccionadores trifásicos se deben usar con interruptores de respaldo o reconectores en los que las tres fases se abren simultáneamente.
- Para una falla a tierra los ajustes de accionamiento se deben establecer a la carga pico o por encima de esta, lo que evitará el desequilibrio del sistema de detección del seccionador.

2.7.4. Coordinación reconector- reconector

La coordinación entre estos dos dispositivos dependerá del tipo de reconector utilizado, es decir que para re conectadores hidráulicos se tiene una buena coordinación seleccionando correctamente la configuración de amperios de la bobina de disparo, y en los re conectadores electrónicos la selección correcta de los transformadores de corriente (TC).

2.7.4.1. Criterios de coordinación entre re conectadores hidráulicos

Para re conectadores pequeños, en los cuales la bobina de corriente y su pistón ocasionan la apertura de los contactos, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- La separación de las curvas en menos de dos ciclos (33 ms) siempre da como resultado una operación simultánea;
- La separación de las curvas entre dos y 12 ciclos (200 ms) podría resultar en una operación simultánea;
- La separación de más de 12 ciclos (200 ms) garantiza una operación no simultánea.

Para re conectadores de gran capacidad, donde el pistón asociado a la bobina de corriente solo acciona el mecanismo de apertura, se considera lo siguiente:

- La separación de las curvas en menos de dos ciclos (33 ms) siempre da como resultado una operación simultánea;
- Una separación de más de ocho ciclos (133 ms) garantiza una operación no simultánea.

2.7.4.2. Criterios de coordinación entre re conectadores electrónicos.

La coordinación entre re conectadores electrónicos, se maneja con los siguientes criterios [16]:

- El re conectador principal debe actuar en su curva lenta antes que el re conectador de respaldo para cualquier valor de corriente de cortocircuito.
- La diferencia entre las curvas lentas de ambos re conectadores debe ser mayor a tres ciclos (50 ms).
- En caso de que la corriente de disparo sea igual para los dos re conectadores, se pueden utilizar curvas de operación lenta diferentes con secuencias de operación iguales o se pueden usar curvas de operación lenta iguales con secuencias de operación diferentes.
- En caso de que la corriente de disparo sea diferente se pueden utilizar las mismas curvas de operación lenta.
- Las curvas rápidas pueden trabajar con operaciones simultáneas.

3. CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA, INTERCONEXIÓN Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

3.1. Modelos propuestos para el estudio

Para el desarrollo de este trabajo de tesis, se proponen dos sistemas de distribución, cada uno establecido con 12 nodos en el troncal y 18 nodos distribuidos como ramales dando un total de 30 nodos por SEP. Los dos sistemas son de topología radial, trifásicos configuración estrella (Y) con voltaje nominal de 22 kV y de carga balanceada.

- **Sistema 1**

Tabla 3.1 Datos correspondientes al sistema 1.

Fuente: Autores

Sistema 1		
Voltaje nominal	22	kV
Carga instalada	11.445	MVA
Factor de potencia	0,92	-
Factor de carga	0,76	-
Impedancia de línea	$0,32801 + j0,42573$	Ohm/km
Configuración	3x3/0(3/0)	ACSR

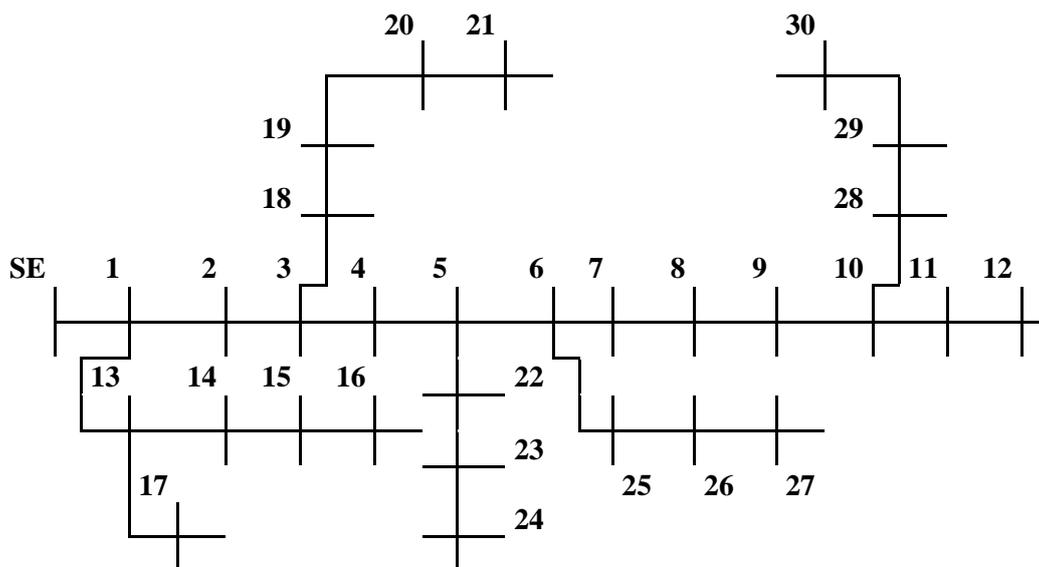


Figura 3.1 Modelo propuesto, sistema 1.

Fuente: Autores

- Sistema 2

Tabla 3.2 Datos correspondientes al sistema 2.

Fuente: Autores

Sistema 2		
Voltaje nominal	22	kV
Carga instalada	9.830	MVA
Factor de potencia	0,92	-
Factor de carga	0,79	-
Impedancia de línea	$0,32801 + j0,42573$	Ohm/km
Configuración	3x3/0(3/0)	ACSR

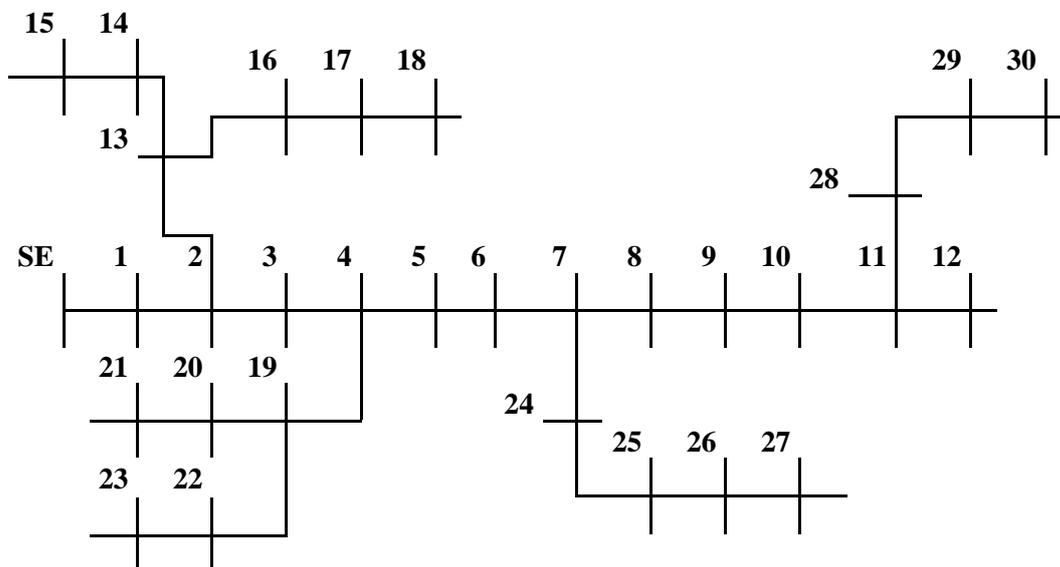


Figura 3.2 Modelo propuesto, sistema 2.

Fuente: Autores

3.2. Análisis de flujos de carga en los sistemas propuestos

Para determinar la caída de voltaje en cada uno de los nodos de los sistemas, se parte de una data inicial en la que consta la numeración de los nodos para “ni” nodo de envío y “nj” nodo de recepción, la distancia entre nodos tanto del alimentador principal como de los ramales secundarios, así como también la carga instalada en cada nodo del sistema.

Para la **numeración de los nodos “ni” y “nj”** se procede de la siguiente manera: Todos los nodos que conforman el SEP son los nodos de recepción “nj”, se numeran en primera instancia los nodos que conforman el truncal de forma ordenada desde el inicio hasta el fin de este; luego se procede con la numeración de los nodos de los ramales

secundarios comenzando por el ramal más cercano a la subestación respetando el orden en el que fueron numerados los nodos del troncal. Los nodos de envío “ni” toman el valor numérico del nodo anterior al cual está conectado el nodo “nj”.

Debido a que los sistemas son modelos propuestos, los parámetros de distancia entre nodos fue tomada aleatoriamente, y la potencia en cada nodo está representada mediante transformadores trifásicos de potencias normalizadas [17].

Mediante la aplicación de las expresiones matemáticas para el cálculo de flujos de carga en redes de distribución radial; concretamente aplicada para alimentadores y ramales trifásicos de tres y cuatro hilos se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.3 Resultados obtenidos del flujo de carga en el sistema 1.

Fuente: Autores

nj	Lj [m]	DMik [KUA]	Mik [-]	ΔU_{ik} [kU]	ΔU_j [kU]	ΔU_j [%]	Error [%]
1	490	243,228	0,4686	0,0015	0,0015	0,0067	1,48E-13
2	980	486,484	0,4686	0,0029	0,0044	0,0200	8,48E-13
3	1470	729,768	0,4686	0,0044	0,0088	0,0400	2,74E-12
4	1960	973,081	0,4686	0,0059	0,0147	0,0666	6,67E-12
5	2450	1216,421	0,4686	0,0073	0,0220	0,1000	1,37E-11
6	2940	1490,235	0,4686	0,0090	0,0310	0,1408	3,20E-11
7	3430	1764,084	0,4686	0,0106	0,0416	0,1891	6,21E-11
8	3920	2018,930	0,4686	0,0122	0,0538	0,2444	9,77E-11
9	4410	2273,808	0,4686	0,0137	0,0675	0,3067	1,43E-10
10	4900	2528,716	0,4686	0,0152	0,0827	0,3759	2,01E-10
11	5390	2783,655	0,4686	0,0168	0,0995	0,4522	2,76E-10
12	5880	3038,626	0,4686	0,0183	0,1178	0,5354	3,72E-10
13	840	649,963	0,4686	0,0028	0,0043	0,0194	4,03E-12
14	1190	1056,753	0,4686	0,0045	0,0088	0,0401	1,16E-11
15	1540	1463,600	0,4686	0,0063	0,0151	0,0687	2,49E-11
16	1890	1870,503	0,4686	0,0081	0,0232	0,1053	4,66E-11
17	1190	1167,071	0,4686	0,0050	0,0093	0,0422	2,78E-11
18	1820	1220,393	0,4686	0,0053	0,0140	0,0639	6,98E-11
19	2170	1722,522	0,4686	0,0074	0,0215	0,0976	1,90E-10
20	2520	2167,606	0,4686	0,0093	0,0308	0,1400	3,02E-10
21	2870	2612,757	0,4686	0,0112	0,0420	0,1911	4,31E-10
22	2800	1471,197	0,4686	0,0063	0,0283	0,1287	2,28E-11
23	3150	1725,995	0,4686	0,0074	0,0358	0,1625	3,67E-11
24	3500	2056,967	0,4686	0,0089	0,0446	0,2027	8,47E-11
25	3290	1623,291	0,4686	0,0070	0,0380	0,1725	3,95E-11
26	3640	1756,354	0,4686	0,0076	0,0455	0,2069	4,46E-11

27	3990	1889,422	0,4686	0,0081	0,0536	0,2439	4,83E-11
28	5250	2661,806	0,4686	0,0115	0,0942	0,4280	2,31E-10
29	5600	2794,902	0,4686	0,0120	0,1062	0,4827	2,54E-10
30	5950	2928,004	0,4686	0,0126	0,1188	0,5400	2,72E-10

Tabla 3.4 Resultados obtenidos del flujo de carga en el sistema 2.

Fuente: Autores

nj	Lj [m]	DMik [KUA]	Mik [-]	ΔU_{ik} [kU]	ΔU_j [kU]	ΔU_j [%]	Error [%]
1	500	213,322	0,4686	0,0013	0,0013	0,0060	4,96E-14
2	1000	426,666	0,4686	0,0026	0,0039	0,0179	5,29E-13
3	1500	640,032	0,4686	0,0039	0,0079	0,0358	1,76E-12
4	2000	853,420	0,4686	0,0052	0,0131	0,0596	4,27E-12
5	2500	1066,831	0,4686	0,0066	0,0197	0,0894	8,78E-12
6	3000	1280,263	0,4686	0,0079	0,0276	0,1252	1,61E-11
7	3500	1493,717	0,4686	0,0092	0,0367	0,1670	2,73E-11
8	4000	1707,194	0,4686	0,0105	0,0472	0,2147	4,35E-11
9	4500	1920,693	0,4686	0,0118	0,0590	0,2684	6,59E-11
10	5000	2134,213	0,4686	0,0131	0,0722	0,3280	9,59E-11
11	5500	2347,756	0,4686	0,0144	0,0866	0,3937	1,35E-10
12	6000	2561,321	0,4686	0,0157	0,1024	0,4652	1,85E-10
13	1250	821,855	0,4686	0,0025	0,0065	0,0294	8,35E-12
14	1500	1217,082	0,4686	0,0037	0,0102	0,0464	2,07E-11
15	1750	1612,347	0,4686	0,0050	0,0152	0,0689	3,72E-11
16	1500	1217,082	0,4686	0,0037	0,0102	0,0464	2,07E-11
17	1750	1612,347	0,4686	0,0050	0,0152	0,0689	3,72E-11
18	2000	2007,649	0,4686	0,0062	0,0213	0,0970	5,86E-11
19	2250	1288,333	0,4686	0,0040	0,0171	0,0776	5,49E-11
20	2500	1723,291	0,4686	0,0053	0,0224	0,1017	1,40E-10
21	2750	2158,294	0,4686	0,0066	0,0290	0,1319	2,50E-10
22	2500	1723,291	0,4686	0,0053	0,0224	0,1017	1,40E-10
23	2750	2158,294	0,4686	0,0066	0,0290	0,1319	2,50E-10
24	3750	1588,550	0,4686	0,0049	0,0416	0,1892	3,09E-11
25	4000	1683,385	0,4686	0,0052	0,0468	0,2127	3,36E-11
26	4250	1778,222	0,4686	0,0055	0,0523	0,2376	3,57E-11
27	4500	1837,487	0,4686	0,0056	0,0579	0,2632	3,73E-11
28	5750	2454,470	0,4686	0,0075	0,0942	0,4280	1,50E-10
29	6000	2561,186	0,4686	0,0079	0,1020	0,4638	1,63E-10
30	6250	2667,905	0,4686	0,0082	0,1102	0,5010	1,73E-10

Los resultados presentados en la Tabla 3.3 y Tabla 3.4 muestran los porcentajes de caída de voltaje obtenidos en cada uno de los nodos de los dos sistemas; estos valores fueron tomados al realizar la decimonovena iteración hasta obtener un porcentaje de

error iterativo cercano a cero. Los límites máximos permisibles de caída de voltaje en redes primarias de distribución dependerán de la empresa distribuidora. Como referencia se toman los límites establecidos por la Empresa Eléctrica CENTROSUR C.A encargada de la distribución y comercialización en el medio local, la cual establece como referencia que para una red primaria el límite de caída de voltaje desde el punto de salida de la Subestación hasta el transformador más alejado no debe superar para área urbana el 3% y para área rural el 5% [18].

Haciendo un análisis comparativo entre los resultados obtenidos de caídas de voltaje de los modelos propuestos y los límites máximos establecidos, se puede apreciar que en los nodos más alejados de los dos sistemas las correspondientes caídas de voltaje no superan el 1%, es decir cumplen y están dentro del límite tanto para áreas urbanas y rurales.

3.2.1. Análisis de la interconexión entre sistemas propuestos

La interconexión entre sistemas de distribución no comprende simplemente construir una red nueva que conecte dos sistemas, sino que requiere un estudio minucioso en el cual se consideren varios aspectos como: la cantidad de potencia que se planea transferir, la dirección del flujo de potencia, la frecuencia entre los sistemas debe ser la misma, la ubicación del punto óptimo donde colocar el equipo (NA) para la interconexión, la confiabilidad y estabilidad que requiere el sistema, el análisis de flujos de carga, corrientes de cortocircuito, y la coordinación de protecciones.

Para llevar a cabo la interconexión entre sistemas, primero se debe concentrar la carga en el troncal, es decir sumar la potencia instalada de los ramales y agruparlas en el nodo del cual se derivan. Concentrada la carga en el troncal se enumeran los nodos de envío “ni” y de recepción “nj” y se estructura la data de interconexión, se considera también la distancia entre nodos del troncal y la potencia instalada en cada nodo. Armada la nueva data se calcula la caída de voltaje en cada nodo con el objetivo de conocer si al momento de transferir carga entre alimentadores las caídas de voltaje están dentro de los límites establecidos, y además permite conocer el nodo hasta el cual se puede realizar la transferencia de carga tanto en el sistema de envío como en el de recepción.

El punto de interconexión (PI) estará localizado entre los nodos finales de los dos sistemas, en este PI se localizará un equipo NA que permita fusionar los dos sistemas y se puedan realizar transferencias de carga de un sistema al otro.

- **Caso 1:** El sistema 1 hace de sistema de emisor, mientras que el sistema 2 actúa como receptor.

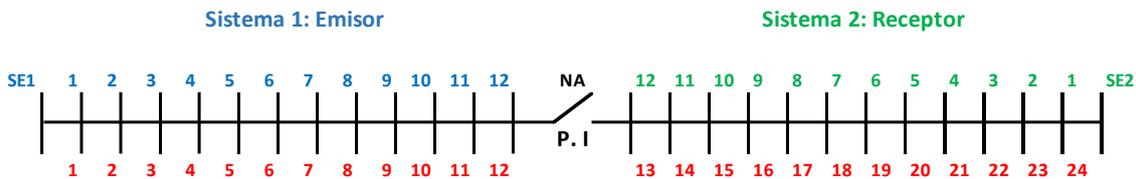


Figura 3.3 Estructura de interconexión entre sistemas, caso 1.

Fuente: Autores

El cálculo de caída de voltaje en los nodos del sistema interconectado para el caso 1 arrojó los siguientes resultados:

Tabla 3.5 Resultados obtenidos del flujo de carga para el caso 1 de interconexión.

Fuente: Autores

n_j	L_{ij} [m]	L_j [m]	DM_{ik} [KUA]	M_{ik} [-]	ΔU_{ik} [kU]	ΔU_j [kU]	ΔU_j [%]	Error [%]
1	490	490	2389,108	0,4686	0,0144	0,0144	0,0654	1,32E-09
2	490	980	2632,365	0,4686	0,0159	0,0303	0,1375	1,25E-09
3	490	1470	4763,028	0,4686	0,0287	0,0590	0,2680	1,56E-08
4	490	1960	5006,341	0,4686	0,0302	0,0891	0,4051	2,03E-08
5	490	2450	6092,138	0,4686	0,0367	0,1258	0,5720	2,32E-08
6	490	2940	6766,031	0,4686	0,0408	0,1666	0,7573	2,45E-08
7	490	3430	7039,881	0,4686	0,0424	0,2090	0,9502	2,50E-08
8	490	3920	7294,727	0,4686	0,0440	0,2530	1,1500	2,53E-08
9	490	4410	7549,604	0,4686	0,0455	0,2985	1,3568	2,53E-08
10	490	4900	8205,245	0,4686	0,0494	0,3479	1,5815	2,59E-08
11	490	5390	8460,184	0,4686	0,0510	0,3989	1,8133	2,62E-08
12	490	5880	8715,154	0,4686	0,0525	0,4514	2,0520	2,64E-08
13	500	6380	8928,736	0,4686	0,0549	0,5063	2,3016	2,65E-08
14	500	6880	9463,895	0,4686	0,0582	0,5645	2,5661	2,72E-08
15	500	7380	9677,521	0,4686	0,0595	0,6240	2,8366	2,77E-08
16	500	7880	9891,169	0,4686	0,0608	0,6849	3,1130	2,81E-08
17	500	8380	10104,840	0,4686	0,0621	0,7470	3,3955	2,83E-08
18	500	8880	10664,484	0,4686	0,0656	0,8126	3,6935	3,02E-08
19	500	9380	10878,199	0,4686	0,0669	0,8795	3,9976	3,18E-08
20	500	9880	11091,936	0,4686	0,0682	0,9477	4,3076	3,32E-08

21	500	10380	13537,948	0,4686	0,0832	1,0309	4,6860	4,12E-06
22	500	10880	13751,729	0,4686	0,0846	1,1155	5,0704	7,58E-06
23	500	11380	16413,263	0,4686	0,1009	1,2164	5,5291	1,80E-05
24	500	11880	16627,087	0,4686	0,1022	1,3186	5,9939	2,68E-05

- **Caso 2:** El sistema 2 hace de sistema emisor, mientras que el sistema 1 actúa como receptor.

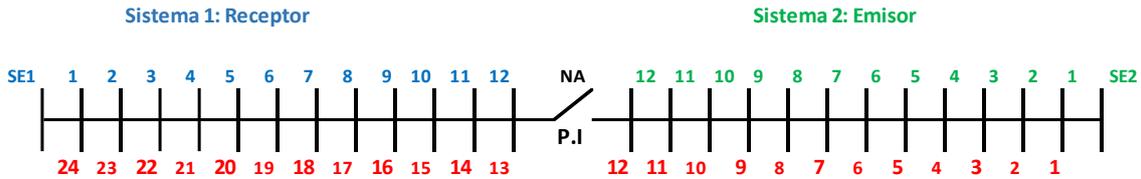


Figura 3.4 Estructura de interconexión entre sistemas, caso 2.

Fuente: Autores

El cálculo de caída de voltaje en los nodos del sistema interconectado para el caso 2 arrojó los siguientes resultados:

Tabla 3.6 Resultados obtenidos del flujo de carga para el caso 2 de interconexión.

Fuente: Autores

nj	Lij [m]	Lj [m]	DMik [KUA]	Mik [-]	ΔU_{ik} [kU]	ΔU_j [kU]	ΔU_j [%]	Error [%]
1	500	500	213,322	0,4686	0,0013	0,0013	0,0060	4,96E-14
2	500	1000	2803,118	0,4686	0,0172	0,0185	0,0843	2,71E-08
3	500	1500	3016,484	0,4686	0,0185	0,0371	0,1686	2,71E-08
4	500	2000	5413,417	0,4686	0,0333	0,0704	0,3199	9,86E-08
5	500	2500	5626,827	0,4686	0,0346	0,1050	0,4772	1,23E-07
6	500	3000	5840,259	0,4686	0,0359	0,1409	0,6404	1,34E-07
7	500	3500	6398,264	0,4686	0,0393	0,1802	0,8193	1,38E-07
8	500	4000	6611,741	0,4686	0,0407	0,2209	1,0041	1,39E-07
9	500	4500	6825,239	0,4686	0,0420	0,2629	1,1948	1,40E-07
10	500	5000	7038,760	0,4686	0,0433	0,3061	1,3916	1,39E-07
11	500	5500	7573,533	0,4686	0,0466	0,3527	1,6033	1,38E-07
12	500	6000	7787,098	0,4686	0,0479	0,4006	1,8209	1,37E-07
13	490	6490	8042,107	0,4686	0,0485	0,4491	2,0412	1,36E-07
14	490	6980	8297,147	0,4686	0,0500	0,4991	2,2685	1,34E-07
15	490	7470	8953,868	0,4686	0,0540	0,5530	2,5137	1,35E-07
16	490	7960	9208,970	0,4686	0,0555	0,6085	2,7660	1,35E-07
17	490	8450	9464,102	0,4686	0,0570	0,6655	3,0252	1,35E-07
18	490	8940	9738,354	0,4686	0,0587	0,7242	3,2920	1,35E-07
19	490	9430	10415,139	0,4686	0,0628	0,7870	3,5772	1,40E-07

20	490	9920	11509,655	0,4686	0,0694	0,8564	3,8925	2,17E-07
21	490	10410	11753,455	0,4686	0,0708	0,9272	4,2144	2,82E-07
22	490	10900	13927,620	0,4686	0,0839	1,0111	4,5959	3,10E-06
23	490	11390	14171,475	0,4686	0,0854	1,0965	4,9841	5,47E-06
24	490	11880	16627,417	0,4686	0,1002	1,1967	5,4396	1,34E-05

3.2.1.1. Nodos límite de interconexión

Establecer límites en la interconexión permitirá conocer en que nodos se colocaran los equipos automáticos para realizar las trasferencias entre alimentadores, estos límites se plantean en base a los resultados obtenidos de los flujos de carga en el sistema de interconexión. La caída de voltaje en un sistema interconectado no debe superar el 4% en el punto más alejado de la subestación [19], delimitando de esta manera el nodo hasta el cual se puede transferir carga de un sistema al otro.

En concreto, para el Caso 1, los resultados obtenidos en la Tabla 3.5 permiten establecer al nodo $n_j = 19$ con una caída de voltaje $\Delta U = 3,99\%$ como el nodo hasta el cual se va a llevar a cabo la transferencia de carga. En este caso el nodo límite coincidentemente es el centro del sistema 2 y es el nodo en el cual se colocará un equipo automático de apertura/cierre.

En el Caso 2 los resultados presentados en la Tabla 3.6, establecen al nodo $n_j = 20$ con una caída de voltaje $\Delta U = 3,89\%$ como nodo límite para la transferencia, pero debido a que este nodo no representa el centro del sistema 1, se opta por tomar el nodo anterior a este es decir el nodo $n_j = 19$ con una caída de voltaje $\Delta U = 3,57\%$ ubicado en la mitad del sistema, esto debido a que es preferible colocar los equipos automáticos para la interconexión al centro de cada alimentador para que haya una adecuada distribución de cargas.

3.3. Análisis de corrientes de falla en los sistemas propuestos

El cálculo de corrientes de falla en los sistemas de distribución propuestos permitió determinar el valor máximo de corriente que puede soportar el conductor antes de sufrir daños térmicos por la elevada corriente provocada por la falla y ocasionar el colapso del sistema. Las fallas pueden ocurrir debido a diferentes factores pudiendo ser estos, fenómenos naturales, accidentes, maniobras mal ejecutadas, etc. Provocando así que se

generen fallas de tipo monofásica, bifásica o trifásica con sus diferentes variantes, es decir, fallas con o sin contacto a tierra y con o sin presencia de arco.

La presencia de fallas monofásicas en un sistema de potencia es muy común y debido aquello representan entre el 85% y 90% del total de las fallas presentadas en el sistema, la magnitud de corriente de falla monofásica es considerable en relación a sus correspondientes bifásicas y trifásicas. Las fallas bifásicas son las menos comunes por ello representan el 8% a 10% del total de las fallas provocadas en el sistema, si se las compara con sus correspondientes monofásicas y trifásicas su magnitud es menor. La ocurrencia de fallas trifásicas es muy poco probable, pero si ocurren pueden ser muy perjudiciales al sistema debido a su gran magnitud.

Tanto en los dos sistemas propuestos como en el sistema de interconexión se realizó este estudio, los resultados fueron obtenidos mediante la aplicación de las ecuaciones presentadas en la sección 2.2 del capítulo 2, correspondientes a los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en los sistemas de potencia.

*Tabla 3.7 Resultados corrientes de falla sistema 1.
Fuente: Autores*

nj	FALLA MONOFÁSICA FASE-TIERRA SIN Zf [kA]	FALLA MONOFÁSICA FASE-TIERRA CON Zf [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA SIN ZF [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON ZF [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON CONTACTO A TIERRA CON ZF [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON CONTACTO A TIERRA SIN ZF [kA]	FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA SIN Zf [kA]	FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA CON ZF [kA]
1	62,624	59,964	41,768	40,409	49,549	49,981	83,535	78,141
2	31,308	29,978	20,881	20,202	24,771	24,987	41,762	39,065
3	20,868	19,981	13,918	13,465	16,511	16,655	27,836	26,038
4	15,647	14,982	10,436	10,096	12,380	12,488	20,871	19,524
5	12,513	11,982	8,346	8,074	9,901	9,987	16,692	15,614
6	10,423	9,981	6,952	6,726	8,247	8,319	13,904	13,006
7	8,930	8,551	5,956	5,762	7,066	7,127	11,912	11,143
8	7,809	7,478	5,209	5,039	6,179	6,233	10,417	9,744
9	6,937	6,643	4,627	4,476	5,489	5,537	9,254	8,656
10	6,239	5,974	4,161	4,026	4,937	4,980	8,323	7,785
11	5,668	5,427	3,780	3,657	4,484	4,524	7,560	7,072
12	5,191	4,971	3,462	3,350	4,107	4,143	6,925	6,477
13	36,526	34,975	24,361	23,569	28,900	29,152	48,723	45,576
14	25,778	24,683	17,193	16,633	20,396	20,574	34,385	32,165
15	19,914	19,068	13,281	12,849	15,756	15,893	26,563	24,848
16	16,220	15,531	10,818	10,466	12,833	12,945	21,636	20,239
17	25,777	24,682	17,192	16,633	20,395	20,573	34,385	32,164
18	16,851	16,135	11,239	10,873	13,333	13,449	22,477	21,026
19	14,128	13,528	9,423	9,116	11,178	11,276	18,846	17,629

20	12,161	11,644	8,111	7,847	9,622	9,706	16,221	15,174
21	10,672	10,219	7,118	6,886	8,444	8,518	14,236	13,317
22	10,946	10,481	7,300	7,063	8,661	8,736	14,601	13,658
23	9,726	9,313	6,487	6,276	7,696	7,763	12,974	12,136
24	8,750	8,379	5,836	5,646	6,923	6,984	11,672	10,918
25	9,312	8,916	6,210	6,008	7,367	7,432	12,421	11,619
26	8,413	8,056	5,611	5,429	6,657	6,715	11,223	10,498
27	7,672	7,347	5,117	4,951	6,071	6,124	10,234	9,573
28	5,820	5,573	3,882	3,756	4,605	4,645	7,764	7,262
29	5,454	5,222	3,637	3,519	4,315	4,353	7,275	6,805
30	5,130	4,912	3,421	3,310	4,059	4,094	6,843	6,401

Tabla 3.8 Resultados corrientes de falla sistema 2.

Fuente: Autores

nj	FALLA MONOFÁSICA FASE-TIERRA SIN Zf [kA]	FALLA MONOFÁSICA FASE-TIERRA CON Zf [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA SIN Zf [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON Zf [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON CONTACTO A TIERRA CON Zf [kA]	FALLA BIFÁSICA LÍNEA-LÍNEA CON CONTACTO A TIERRA SIN Zf [kA]	FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA SIN Zf [kA]	FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA CON Zf [kA]
1	61,372	58,766	40,933	39,601	48,558	48,982	81,865	76,579
2	30,682	29,379	20,464	19,798	24,276	24,488	40,928	38,285
3	20,451	19,583	13,640	13,196	16,181	16,323	27,280	25,519
4	15,335	14,683	10,228	9,895	12,133	12,239	20,455	19,134
5	12,264	11,743	8,180	7,914	9,704	9,788	16,359	15,303
6	10,217	9,783	6,814	6,592	8,083	8,154	13,628	12,748
7	8,753	8,382	5,838	5,648	6,926	6,986	11,676	10,922
8	7,656	7,330	5,106	4,940	6,057	6,110	10,212	9,552
9	6,801	6,512	4,536	4,389	5,381	5,428	9,072	8,486
10	6,117	5,858	4,080	3,947	4,840	4,882	8,160	7,633
11	5,558	5,322	3,707	3,586	4,397	4,436	7,413	6,935
12	5,091	4,875	3,395	3,285	4,028	4,063	6,791	6,352
13	24,543	23,501	16,369	15,837	19,419	19,588	32,738	30,624
14	20,449	19,581	13,639	13,195	16,180	16,321	27,277	25,516
15	17,524	16,780	11,688	11,307	13,865	13,986	23,375	21,866
16	20,449	19,581	13,639	13,195	16,180	16,321	27,277	25,516
17	17,524	16,780	11,688	11,307	13,865	13,986	23,375	21,866
18	15,329	14,678	10,224	9,891	12,129	12,234	20,448	19,127
19	13,629	13,050	9,090	8,794	10,783	10,877	18,179	17,005
20	12,263	11,742	8,179	7,913	9,702	9,787	16,357	15,301
21	11,145	10,671	7,433	7,191	8,818	8,895	14,866	13,906
22	12,263	11,742	8,179	7,913	9,702	9,787	16,357	15,301
23	11,145	10,671	7,433	7,191	8,818	8,895	14,866	13,906
24	8,168	7,821	5,448	5,270	6,463	6,519	10,895	10,192
25	7,656	7,331	5,106	4,940	6,057	6,110	10,212	9,553
26	7,204	6,898	4,804	4,648	5,700	5,749	9,609	8,988
27	6,802	6,513	4,536	4,389	5,382	5,428	9,073	8,487
28	5,314	5,088	3,544	3,429	4,205	4,241	7,089	6,631
29	5,091	4,875	3,395	3,285	4,028	4,063	6,791	6,352
30	4,885	4,678	3,258	3,152	3,865	3,899	6,517	6,096

Si se realiza un análisis comparativo entre las magnitudes de corrientes falla obtenidas para los dos sistemas propuestos, se puede decir que las corrientes de falla de mayor magnitud se presentan en los nodos más cercanos a las S/E independientemente del tipo de falla esto debido a que la impedancia de línea es baja y la caída de voltaje no es representativa. En el estudio de corrientes de falla se debe tener en cuenta, las corrientes monofásicas debido a la frecuencia con las que estas ocurren y las corrientes trifásicas por gran magnitud, aunque estas no sean tan frecuentes.

3.4. Análisis de corrientes de cortocircuito en las cargas

Mediante el método de los MVA se obtuvieron las corrientes de cortocircuito trifásicas, estas corrientes fueron determinadas para cada uno de los nodos tanto de los sistemas individuales como para el sistema de interconexión. Los equipos de protección que se utilizarán tanto en el troncal como en los ramales van a ser dimensionados de acuerdo con el valor de estas corrientes de cortocircuito.

Las reducciones de potencia y reactancia del método de los MVA permitieron determinar las corrientes de cortocircuito de los sistemas individuales, estas corrientes en los nodos servirán para dimensionar las protecciones que allí serán colocadas; de la misma manera se determinaron las corrientes de cortocircuito aguas arriba de los nodos esto con la intención de colocar protecciones en los ramales que forman las derivaciones en el sistema.

Tabla 3.9 Corrientes de cortocircuito en las cargas del sistema 1.

Fuente: Autores

nj	Icc en los nodos				Icc aguas arriba de los nodos			
	P_eq KVA	X_eq PU	PCC KVA	ICC KA	P_eq2 KVA	X_eq2 PU	PCC KVA	ICC KA
1	13550,41	0,0489	277296,663	7,277	13550,410	0,0534	253912,137	6,663
2	9280,38	0,0458	202703,472	5,320	9280,383	0,0489	189914,503	4,984
3	8861,80	0,0428	206868,244	5,429	8861,795	0,0458	193560,615	5,080
4	5530,82	0,0410	134902,105	3,540	5530,818	0,0428	129110,465	3,388
5	5155,97	0,0393	131251,562	3,444	5155,972	0,0410	125759,248	3,300
6	3571,67	0,0381	93760,086	2,461	3571,669	0,0393	90921,1935	2,386
7	2611,60	0,0372	70160,575	1,841	2611,598	0,0381	68557,2105	1,799
8	2228,73	0,0365	61095,596	1,603	2228,731	0,0372	59874,8607	1,571
9	1879,57	0,0359	52426,721	1,376	1879,571	0,0365	51524,1675	1,352
10	1536,42	0,0353	43478,731	1,141	1536,422	0,0359	42855,2924	1,125
11	671,08	0,0351	19112,205	0,502	671,076	0,0353	18990,5789	0,498
12	335,00	0,0350	9571,429	0,251	335,000	0,0351	9540,77624	0,250
13	2851,13	0,0358	79719,336	2,092	2851,134	0,0364	78239,3028	2,053
14	1612,78	0,0354	45582,205	1,196	1612,780	0,0358	45094,2505	1,183
15	1071,94	0,0351	30516,090	0,801	1071,944	0,0354	30296,4903	0,795
16	535,00	0,0350	15285,714	0,401	535,000	0,0351	15230,376	0,400

17	680,00	0,0350	19428,571	0,510	680,000	0,0352	19339,3715	0,508
18	2500,98	0,0359	69751,612	1,831	2500,979	0,0364	68614,9218	1,801
19	1840,21	0,0354	51956,788	1,364	1840,213	0,0359	51323,0404	1,347
20	1172,33	0,0351	33362,315	0,876	1172,328	0,0354	33099,6456	0,869
21	585,00	0,0350	16714,286	0,439	585,000	0,0351	16648,0297	0,437
22	1108,74	0,0353	31420,550	0,825	1108,739	0,0356	31187,5115	0,818
23	770,99	0,0351	21963,319	0,576	770,992	0,0353	21849,1214	0,573
24	435,00	0,0350	12428,571	0,326	435,000	0,0351	12391,8909	0,325
25	525,83	0,0351	14970,315	0,393	525,834	0,0353	14917,1611	0,391
26	350,21	0,0350	9994,048	0,262	350,209	0,0351	9970,3145	0,262
27	175,00	0,0350	5000,000	0,131	175,000	0,0350	4994,04808	0,131
28	525,84	0,0351	14970,148	0,393	525,839	0,0353	14916,7237	0,391
29	350,21	0,0350	9994,013	0,262	350,210	0,0351	9970,14791	0,262
30	175,00	0,0350	5000,000	0,131	175,000	0,0350	4994,01265	0,131

Tabla 3.10 Corrientes de cortocircuito en las cargas del sistema 2.

Fuente: Autores

nj	En los nodos del Troncal				Aguas arriba de los nodos del troncal			
	P_eq KVA	X_eq pu	PCC KVA	ICC KA	P_eq2 KVA	X_eq2 PU	PCC KVA	ICC KA
1	11253,8	0,0481	234124,613	6,144	11253,847	0,05188	216913,756	5,693
2	10883	0,0444	245231,392	6,436	10883,038	0,04807	226410,327	5,942
3	6819,35	0,0421	162109,924	4,254	6819,3504	0,04438	153662,859	4,033
4	6494,84	0,0399	162929,991	4,276	6494,8397	0,04207	154395,638	4,052
5	3112,63	0,0388	80209,706	2,105	3112,6289	0,03986	78083,6218	2,049
6	2813,27	0,0379	74325,859	1,951	2813,2673	0,03881	72495,4205	1,903
7	2521,28	0,037	68155,106	1,789	2521,2781	0,03785	66611,5735	1,748
8	1777,83	0,0364	48857,242	1,282	1777,8278	0,03699	48058,1831	1,261
9	1497,12	0,0359	41727,843	1,095	1497,1188	0,03639	41142,9568	1,080
10	1220,34	0,0355	34412,804	0,903	1220,3443	0,03588	34013,5572	0,893
11	946,781	0,0351	26944,212	0,707	946,78086	0,03546	26698,5183	0,701
12	270	0,035	7714,286	0,202	270	0,03509	7693,98496	0,202
13	3020,6	0,0355	85063,480	2,232	3020,5997	0,03602	83854,247	2,201
14	1001,21	0,0351	28536,887	0,749	1001,2119	0,03525	28399,4496	0,745
15	500	0,035	14285,714	0,375	500	0,03508	14251,1731	0,374
16	1504,85	0,0353	42685,083	1,120	1504,8518	0,03551	42378,3157	1,112
17	1001,21	0,0351	28536,868	0,749	1001,2126	0,03525	28399,3688	0,745
18	500	0,035	14285,714	0,375	500	0,03508	14251,1537	0,374
19	2757,34	0,0353	78155,030	2,051	2757,3432	0,03575	77132,0832	2,024
20	1101,47	0,0351	31386,734	0,824	1101,4682	0,03528	31220,372	0,819
21	550	0,035	15714,286	0,412	550	0,03509	15672,4484	0,411
22	1101,47	0,0351	31386,734	0,824	1101,4682	0,03528	31220,372	0,819
23	550	0,035	15714,286	0,412	550	0,03509	15672,4484	0,411
24	435,543	0,0351	12408,769	0,326	435,54295	0,03517	12382,6372	0,325
25	315,201	0,035	8993,940	0,236	315,20144	0,0351	8980,19773	0,236
26	195,044	0,035	5570,647	0,146	195,0438	0,03505	5565,36898	0,146
27	75	0,035	2142,857	0,056	75	0,03501	2142,07533	0,056
28	405,356	0,0351	11558,727	0,303	405,35638	0,03514	11535,9411	0,303
29	270,089	0,035	7711,741	0,202	270,08911	0,03507	7701,58453	0,202
30	135	0,035	3857,143	0,101	135	0,03502	3854,59842	0,101

Para la interconexión se utilizó el mismo concepto y se determinaron las corrientes de cortocircuito para los dos casos de transferencia de carga, los resultados se presentan a continuación:

Tabla 3.11 Corrientes de cortocircuito en las cargas de la interconexión Caso 1.

Fuente: Autores

nj	En los nodos del Troncal				Aguas arriba de los nodos del troncal			
	P_eq KVA	X_eq pu	PCC KVA	ICC KA	P_eq2 KVA	X_eq2 PU	PCC KVA	ICC KA
1	18667,564	0,08005	233204,922	6,120	18667,564	0,0879	212368,47	5,573
2	11672,805	0,07276	160439,486	4,210	11672,805	0,0800	145822,762	3,827
3	11007,615	0,03882	283560,703	7,442	11007,615	0,0728	151296,629	3,971
4	7989,116	0,03592	222407,667	5,837	7989,116	0,0388	205802,924	5,401
5	7660,695	0,03555	215486,189	5,655	7660,695	0,0359	213264,81	5,597
6	6213,241	0,03536	175693,443	4,611	6213,241	0,0355	175155,82	4,597
7	5321,964	0,03531	150716,790	3,955	5321,964	0,0354	150490,567	3,949
8	4958,765	0,03528	140553,799	3,689	4958,765	0,0353	140431,076	3,685
9	4621,083	0,03526	131052,559	3,439	4621,083	0,0353	130982,37	3,437
10	4283,582	0,03525	121514,404	3,189	4283,582	0,0353	121481,131	3,188
11	3414,227	0,03518	97041,406	2,547	3414,227	0,0352	97026,252	2,546
12	3077,474	0,03518	87478,995	2,296	3077,474	0,0352	87469,9776	2,295
13	2740,755	0,03518	77913,112	2,045	2740,755	0,0352	77907,566	2,045
14	2469,389	0,03518	70201,841	1,842	2469,389	0,0352	70198,8266	1,842
15	1792,250	0,03517	50952,815	1,337	1792,250	0,0352	50951,5644	1,337
16	1520,902	0,03517	43239,247	1,135	1520,902	0,0352	43238,5292	1,135
17	1249,559	0,03517	35525,353	0,932	1249,559	0,0352	35524,9617	0,932
18	978,219	0,03517	27811,237	0,730	978,219	0,0352	27811,0669	0,730
19	270,000	0,03500	7714,286	0,202	270,000	0,0350	7714,2749	0,202

Tabla 3.12 Corrientes de cortocircuito en las cargas de la interconexión Caso 2.

Fuente: Autores

nj	En los nodos del Troncal				Aguas arriba de los nodos del troncal			
	P_eq KVA	X_eq pu	PCC KVA	ICC KA	P_eq2 KVA	X_eq2 PU	PCC KVA	ICC KA
1	14657,091	0,063	232149,866	6,092	14657,091	0,068	215190,905	5,647
2	14170,040	0,053	267502,130	7,020	14170,040	0,063	224435,580	5,890
3	9319,500	0,038	246356,656	6,465	9319,500	0,053	175933,597	4,617
4	9027,674	0,036	250110,041	6,564	9027,674	0,038	238642,370	6,263
5	5965,160	0,036	167300,575	4,391	5965,160	0,036	165263,672	4,337
6	5690,105	0,035	160509,604	4,212	5690,105	0,036	159586,290	4,188
7	5416,632	0,035	153155,102	4,019	5416,632	0,035	152795,319	4,010
8	4705,864	0,035	133227,812	3,496	4705,864	0,035	133058,179	3,492
9	4433,381	0,035	125612,858	3,296	4433,381	0,035	125513,526	3,294
10	4161,113	0,035	117958,751	3,096	4161,113	0,035	117898,572	3,094
11	3888,984	0,035	110275,384	2,894	3888,984	0,035	110244,465	2,893

12	3210,103	0,035	91040,641	2,389	3210,103	0,035	91025,157	2,389
13	2938,097	0,035	83335,721	2,187	2938,097	0,035	83326,355	2,187
14	2600,645	0,035	73769,802	1,936	2600,645	0,035	73764,292	1,936
15	2263,218	0,035	64201,005	1,685	2263,218	0,035	64198,374	1,685
16	1390,010	0,035	39713,776	1,042	1390,010	0,035	39712,991	1,042
17	1055,004	0,035	30142,703	0,791	1055,004	0,035	30142,347	0,791
18	720,001	0,035	20571,406	0,540	720,001	0,035	20571,275	0,540
19	360,000	0,035	10285,714	0,270	360,000	0,035	10285,692	0,270

4. CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA USADA PARA LA AUTOMATIZACIÓN Y ÓPTIMA COLOCACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INTELIGENTES EN EL ALIMENTADOR PRINCIPAL

4.1. Automatización de sistemas de distribución

Los sistemas de distribución automática tienen como prioridad garantizar que la red funcione dentro de los límites de calidad de servicio definidos por el marco regulatorio, lo que implica tener un operador del sistema que controle todos estos valores y ayude a mantenerlos. La calidad del servicio quiere decir que la continuidad de servicio debe mantenerse, sin embargo no es posible ya que todos los elementos que componen un sistema de distribución son propensos a fallas; la calidad de servicio se ve relacionada con el número de fallas, la longitud o tiempo de la desconexión por cliente cuando se produce una falla y la eficacia de alimentación de energía. La automatización de una red de distribución se utiliza para mejorar esta calidad de servicio minimizando el periodo de desconexión [20].

Normalmente la automatización de una red de distribución se instala en el alimentador principal ya que estos son los nodos más importantes del sistema, sin embargo, una mejora de la calidad del servicio puede darse si la automatización se distribuye a lo largo de la red incluyendo puntos de menor importancia [20], [21] :

- **Sistemas de monitoreo** utilizados para detectar los flujos de energía y la calidad del servicio.
- **Sistemas de telecontrol** utilizados para detectar, aislar un fallo y restaurar el servicio de energía lo más rápido posible.
- **Sistemas de protección** utilizados para despejar una falla antes de que esta cause daños significativos a equipos que componen el sistema de distribución, tales como transformadores y líneas.

Los puntos del **alimentador principal** para la automatización deben ser determinados según características que contenga el ramal troncal para lo cual se deben tomar las siguientes consideraciones [21]:

- El alimentador principal debe dividirse en segmentos con carga igual

- Debe existir la posibilidad de aislar cada tramo defectuoso del alimentador principal
- Debe existir la posibilidad de brindar energía a tramos no defectuosos del sistema

4.1.1. Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (FLISR)

La metodología para la automatización y óptima colocación de equipos de protección inteligentes en el alimentador principal, fue basada en el método FLISR el cual es un proceso que ayuda a reducir en gran cantidad los cortes de energía promedio mediante la realización de acciones de conmutación automática a distancia mediante equipos de protección inteligente [22].

- **Proceso de restauración del servicio mediante FLISR [11].**
 - El reconectador correspondiente opera y dispara el interruptor. Si las unidades de reenganche funcionan y la falla persiste, el alimentador está abierto.
 - La falla es localizada y la sección asociada se abre para aislarla.
 - El alimentador se reactiva hasta la ubicación del primer interruptor de sección que estaba abierto - restauración aguas arriba.
 - Los tramos sin falla se transfieren a uno o más alimentadores cercanos mediante el uso de interruptores NA - restauración corriente aguas abajo.
 - El tramo en falla es reparado por la cuadrilla y el sistema vuelve a la configuración normal. Los primeros cuatro pasos deben completarse en el menor tiempo posible alrededor del minuto más o menos.
- **Restricciones de la restauración de servicio [11].**
 - La capacidad de transporte de corriente de los transformadores y líneas debe estar dentro de los límites especificados.
 - La caída de voltaje debe permanecer dentro de un margen establecido.
 - El sistema debe continuar siendo radial.
 - El número de operaciones del equipo se mantiene dentro de los límites.
 - Los clientes importantes tienen prioridad.
 - El sistema debe estar equilibrado tanto como sea posible.
 - La coordinación de la protección debe mantenerse.

4.2. Colocación de equipos de protección en los sistemas propuestos.

En la actualidad las empresas distribuidoras con el propósito de brindar una óptima calidad de servicio a sus clientes se han visto obligadas a migrar sus redes antiguas a redes de distribución automáticas que permitan una rápida localización de la falla, el aislamiento de la misma y la restauración inmediata del servicio. La automatización de las redes se logra mediante el uso de equipos de protección inteligentes que trabajen de forma conjunta tanto los que se encuentren en la subestación como los que se localicen en campo.

Para lograr la automatización de una red de distribución se debe tener en cuenta donde se colocarán los equipos de protección, de manera que formen un sistema que trabaje de forma coordinada garantizando la funcionalidad y seguridad del sistema.

El punto óptimo donde se colocarán estos equipos se estableció mediante el análisis de flujos de potencia, concretamente con el estudio de las caídas de voltaje, realizado para los dos casos de interconexión y presentados en el capítulo 3, en el cual establecieron nodos límite hasta los cuales se puede hacer la transferencia de carga entre sistemas y en los que se colocaran los mecanismos para apertura y cierre. Así como también es imprescindible la colocación de un equipo de protección al final de uno de los alimentadores para que se pueda llevar a cabo mediante este, las maniobras de transferencia de carga entre sistemas.

Generalmente una red de distribución nace desde una subestación, por lo que también es importante que esta cuente con un equipo de protección en cabecera. Este equipo permitirá realizar maniobras de apertura/cierre cuando se realicen transferencias de carga.

En cuanto a la protección de los ramales, estos quedarán protegidos por fusibles los cuales estarán ubicados en las derivaciones del troncal como en las sub derivaciones de los ramales.

En la Figura 4.1 se presenta la ubicación que tendrán los equipos de protección en los sistemas de distribución propuestos, y que servirán para el análisis de interconexión en caso de que se pretendan realizar transferencias de carga.

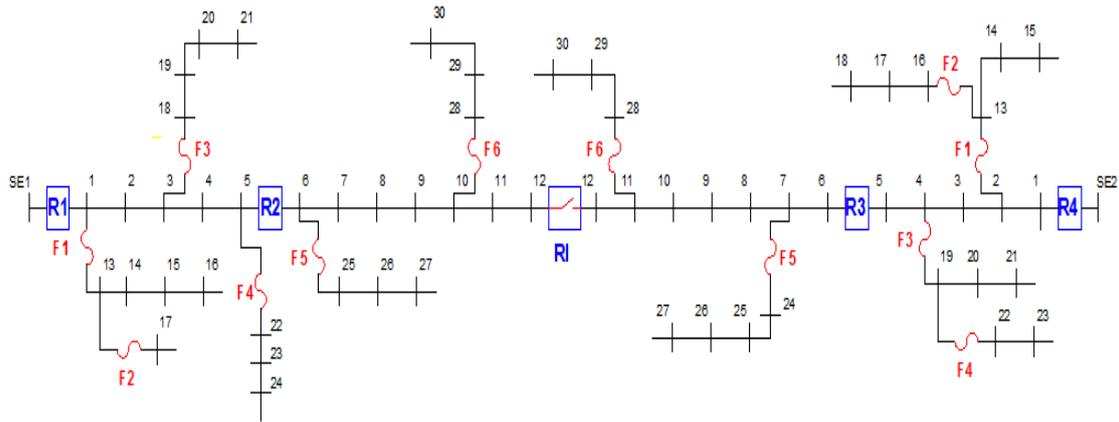


Figura 4.1 Ubicación de los equipos de protección en los sistemas, para el análisis de interconexión.

Fuente: Autores

Los reconectores R1 y R4 son la protección de cabecera de los sistemas 1 y 2, R2 y R3 son los dispositivos de protección y maniobras de apertura/cierre en los nodos límites de la interconexión, RI es reconector para realizar la interconexión entre los sistemas 1 y 2; para una mejor visualización de la ubicación de los reconectores en los alimentadores principales de los dos sistemas, en la Figura 4.2 se presenta un esquema simplificado de los sistemas mostrados en la Figura 4.1.

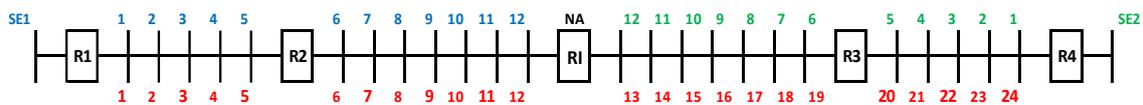


Figura 4.2 Ubicación de los reconectores en los sistemas de distribución propuestos.

Fuente: Autores

4.3. Coordinación de protecciones

Establecidas las ubicaciones que tendrán los equipos de protección en los sistemas de distribución, se procede con la coordinación de protecciones cuyo principal objetivo es determinar los rangos, magnitudes y características para obtener una adecuada

coordinación entre equipos de protección, asegurando que el menor porcentaje de carga interrumpida provocada por una falla sea aislada del sistema.

El dimensionamiento de los equipos de protección está establecido en función de los resultados obtenidos a través del cálculo de corrientes trifásicas en las cargas del nodo donde estará colocada la protección.

4.3.1. Parámetros para el dimensionamiento y ajuste de los equipos de protección

4.3.1.1. Parámetros para fusibles de expulsión

Factor de asimetría: Este factor se usa para el cálculo de la corriente del dispositivo de protección [10].

$$k = \sqrt{1 + 2 * e^{-4\pi * \frac{\tau}{X}}} \quad (4.1)$$

Donde: $\tau = \frac{1}{4}T$

T: periodo

X: es la reactancia equivalente.

La corriente nominal en el nodo se obtiene mediante la expresión (4.2) y la corriente para el dimensionamiento del dispositivo de protección se obtiene mediante el producto entre la corriente nominal y el factor de asimetría.

$$I_n = \frac{P_{eq}}{\sqrt{3} * U} \quad (4.2)$$

$$I_{n_{rms}} = I_n * k \quad (4.3)$$

Ajuste

✓ **Condición 1:** I_{rush}

Establece que la corriente de falla a 0,1 segundos sea mayor que 12 veces la corriente nominal del nodo.

$$12 I_n < I_F(0,1seg) \quad (4.4)$$

$$I_F(0,1seg) = I_{cc} * K(0,1 seg) \quad (4.5)$$

$$K(0,1 seg) = \sqrt{1 + 2 * e^{-4\pi * \frac{\tau}{X}}} ; \tau = 0,1 seg \quad (4.6)$$

✓ **Condición 2: Corriente de falla**

Considera que la corriente de cortocircuito simétrica a 2 segundos sea mayor que la corriente de falla a 2 segundos.

$$I_F(2seg) < I_{SC} \quad (4.7)$$

$$I_{SC} = I_{cc} * k \quad (4.8)$$

$$I_F(2seg) = I_{cc} * K(2 seg) \quad (4.9)$$

$$K(2 seg) = \sqrt{1 + 2 * e^{-4\pi * \frac{\tau}{X}}} ; \tau = 2 seg \quad (4.10)$$

✓ **Condición 3: Corriente de sobrecarga**

Considera que la corriente nominal para el fusible sea mayor que 1,4 veces la corriente nominal en el nodo.

$$1.4 I_n < I_{n_{Fusible}} \quad (4.11)$$

$$I_{n_{Fusible}} = I_{n_{rms}} \quad (4.12)$$

4.3.1.2. Parámetros para reconectadores

✓ **Parámetros del TC**

La corriente en el primario $I_p(TC)$, se determina en base a la corriente nominal y se establece en función de:

Tabla 4.1 Rangos de corriente para TCs.

Fuente: [23]

Typical Currents ratings (A)						
Single ratio			Double ratio with series-parallel primary windings	Double ratio with taps in secondary windings		
5:5	150:5	1500:5	25 x 50:5	25 / 50:5		
10:5	200:5	1600:5	50 x 100:5	50 / 100:5		

15:5	250:5	2000:5	100 x 200:5	100 / 200:5
20:5	300:5	2500:5	200 x 400:5	200 / 400:5
25:5	400:5	3000:5	400 x 800:5	300 / 600:5
30:5	500:5	4000:5	500 x 1000:5	400 / 800:5
40:5	600:5	5000:5	600 x 1200:5	500 / 1000:5
50:5	750:5	6000:5	1000 x 2000:5	600 / 1200:5
60:5	800:5	8000:5	2000 x 4000:5	1000 / 2000:5
75:5	1000:5	10000:5		1500 / 3000:5
100:5	1200:5	12000:5		2000 / 4000:5

$$RTC = \frac{I_p(TC)}{I_s(TC)} \quad (4.13)$$

$$\%Sobrecarga = \frac{In_{rms} - I_p(TC)}{I_p(TC)} \quad (4.14)$$

$$\%rendimiento = \frac{I_p(TC) - In_{rms}}{In_{rms}} \quad (4.15)$$

$$Pick\ up = \frac{In_{rms}}{RTC} \quad (4.16)$$

$$M\acute{u}ltiplo = \frac{Icc_{rms}}{RTC * Pick\ up} \quad (4.17)$$

Donde:

- RTC Relación de transformación del transformador de corriente
- $I_p(TC)$ Corriente en el primario del transformador de corriente
- $I_s(TC)$ Corriente en el secundario del transformador de corriente
- In_{rms} Corriente nominal máxima

4.3.2. Coordinación de protecciones del sistema 1

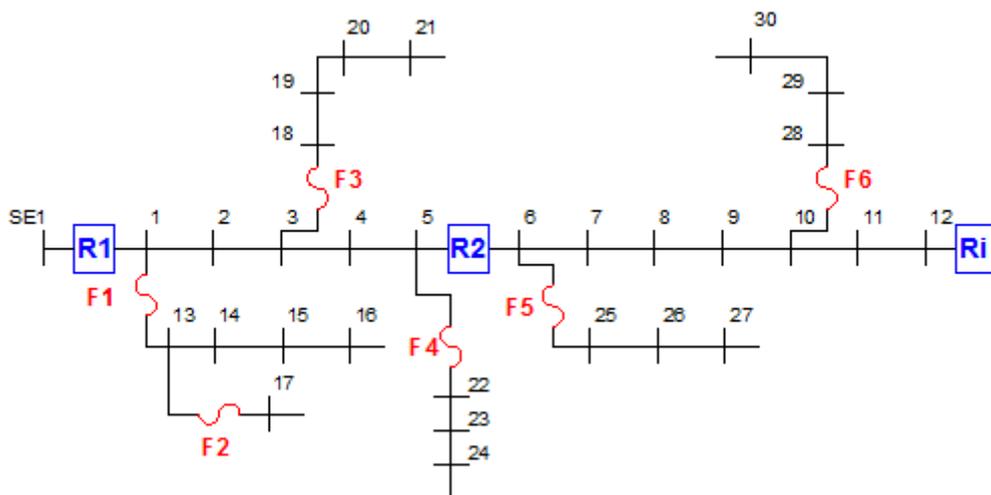


Figura 4.3 Ubicación de las protecciones en los ramales del sistema 1.

Fuente: Autores

Se presenta una tabla resumen de los parámetros obtenidos para el dimensionamiento y la coordinación de protecciones del sistema 1.

Algunos de estos parámetros fueron tomados de los resultados obtenidos mediante el método de los MVA para la determinación de las correspondientes corrientes de cortocircuito trifásicas en los nodos donde se estableció previamente que se colocaran equipos de protección.

Tabla 4.2 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones del sistema1.

Fuente: Autores

Protección	P _{eq} [kUA]	X _{eq} [kVA]	P _{cc} [kVA]	I _{cc} [A]	I _n [A]	K	I _{n rms} [A]	I _{cc rms} [A]	I _p (TC) [A]	RTC	Pick-Up	Múltiplo	Rendimiento [%]	Sobrecarga [%]	Curva
R1	10298,3	4,9	210745,5	5531,0	270,3	1,7	466,5	9545,9	600	120	3,89	20,46	28,63	22,3	TD 2,0
R2	2714,5	3,8	71257,7	1872,7	71,3	1,7	123,0	3228,8	200	40	3,07	26,25	62,61	38,5	TD 1,0
F1	2166,9	3,6	59461,9	1560,8	56,9	1,7	98,0	2690,5	-	-	-	-	-	-	100T
F2	516,8	3,5	14697,9	385,9	13,6	1,7	23,4	665,1	-	-	-	-	-	-	25T
F3	1900,7	3,6	52147,3	1369,4	49,9	1,7	86,0	2360,5	-	-	-	-	-	-	80T
S1	842,6	3,6	23702,5	622,8	22,1	1,7	38,2	1073,5	-	-	-	-	-	-	40T
F4	399,6	3,5	11337,0	298,0	10,5	1,7	18,1	513,7	-	-	-	-	-	-	20T
F5	399,6	3,5	11336,7	298,8	10,5	1,7	18,2	515,0	-	-	-	-	-	-	20T

➤ Coordinación fusible-fusible

La selección de la capacidad del fusible se realizó en base a la corriente nominal rms, se utilizaron fusibles de enlace “T”, que son dispositivos de actuación lenta y sus curvas características de tiempo-corriente permiten una mejor coordinación con reconectadores.

La coordinación entre F1 y F2, se estableció mediante los tiempos de coordinación T1 y T2, estos tiempos fueron determinados mediante el análisis de las curvas tiempo corriente de cada fusible y la corriente de corto circuito en el lugar donde se colocará el fusible principal. T1 es el punto de intersección entre la curva de despeje total del fusible principal y la corriente de cortocircuito, T2 es el punto de intersección entre la curva mínima de fusión del fusible de respaldo y la corriente de cortocircuito. Para que exista una correcta coordinación entre los dos dispositivos, se debe cumplir que:

$$t_1 < 0,75 * t_2 \quad (4.18)$$

Reemplazando T1 y T2 en la ecuación (4.18) se tiene:

$$0,13 < 0,75 * 1,63$$

$$0,13 < 1,22 \text{ *cumple con el criterio de coordinación*}$$

La separación entre la curva de despeje total del fusible principal y la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo no debe exceder el 75 %. De esta manera se puede corroborar que existe coordinación entre los fusibles F1 y F2.

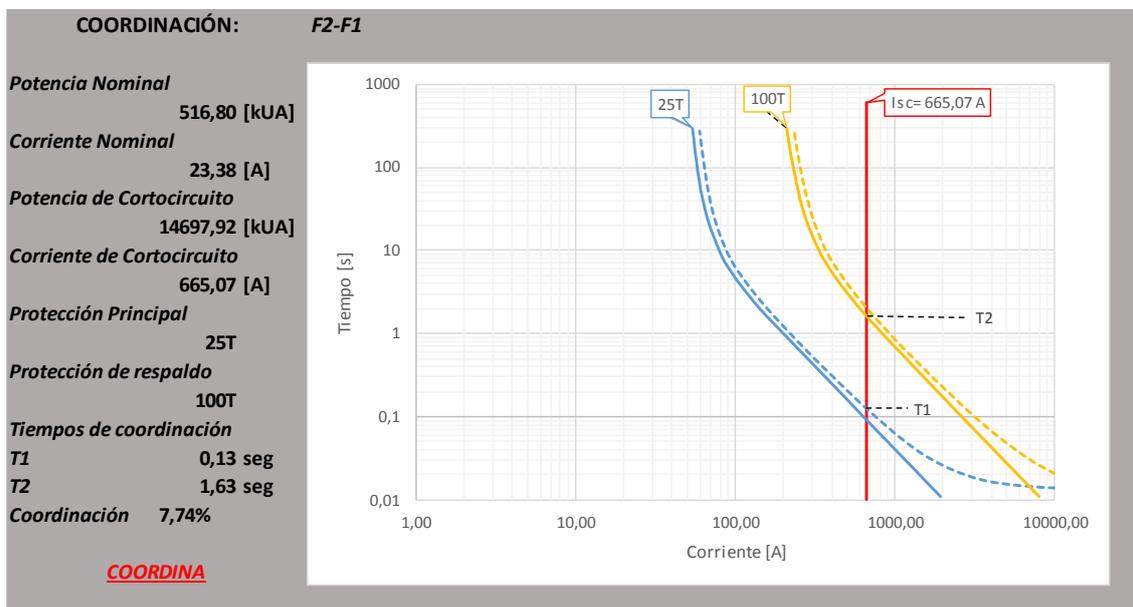


Figura 4.4 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Fusible 2.

Fuente: Autores

El fusible 2 actúa como protección principal es decir que ante la presencia de una falla aguas abajo de este va a ser el primero en censar la corriente de cortocircuito provocada, en el caso de que sea una falla transitoria mayor a 0,1 segundos o una falla permanente, el fusible realizará su operación de expulsión aislando así el tramo en falla. Si la falla es permanente y el fusible principal no cumple con el objetivo de despejar, la magnitud de la corriente se mantendrá por un tiempo más prolongado (T2), tiempo en el cual el fusible de respaldo F1 es capaz de detectar la sobrecorriente haciendo que entre en actuación asilando el ramal en falla, llevándose a cabo en un tiempo 1,63 segundos como máximo.

➤ Coordinación reconector- fusible

Para la coordinación de estos dos elementos en la cual el fusible actúa como protección principal y el reconector como protección de respaldo, se considera que la curva rápida multiplicada por un factor k sea menor que la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible, y que la curva de despeje total debe ser siempre menor a la curva lenta del reconector; la separación entre estas dos curvas debe ser por lo menos de 200 ms para obtener una buena coordinación. Para la utilización de las curvas de tiempo corriente de respuesta del reconector, se considera las curvas extremadamente inversas para las respuestas lentas y las curvas inversas de tiempo corto para las respuestas rápidas.

El factor k multiplicado por la curva de actuación rápida del reconector fue determinado según las actuaciones asignadas al reconector, en este caso se le asignaron al reconector dos operaciones rápidas por lo que el valor de k es de 1,35 para un tiempo de reconexión de 60 ciclos. El resultado de esta curva debe ser menor al punto de intersección entre la corriente de cortocircuito y la curva de fusión mínima del fusible principal, esto para asegurar que el reconector actúe primero.

En la coordinación se aplica también la técnica de salvar el fusible, es decir ante la presencia de una falla transitoria el reconector será el primero en sentir la falla a través de su curva rápida, el cual actuará haciendo un intento de despeje de falla con la intención de que el fusible no se vea afectado por la sobrecorriente.

Fusible 1- reconector 1

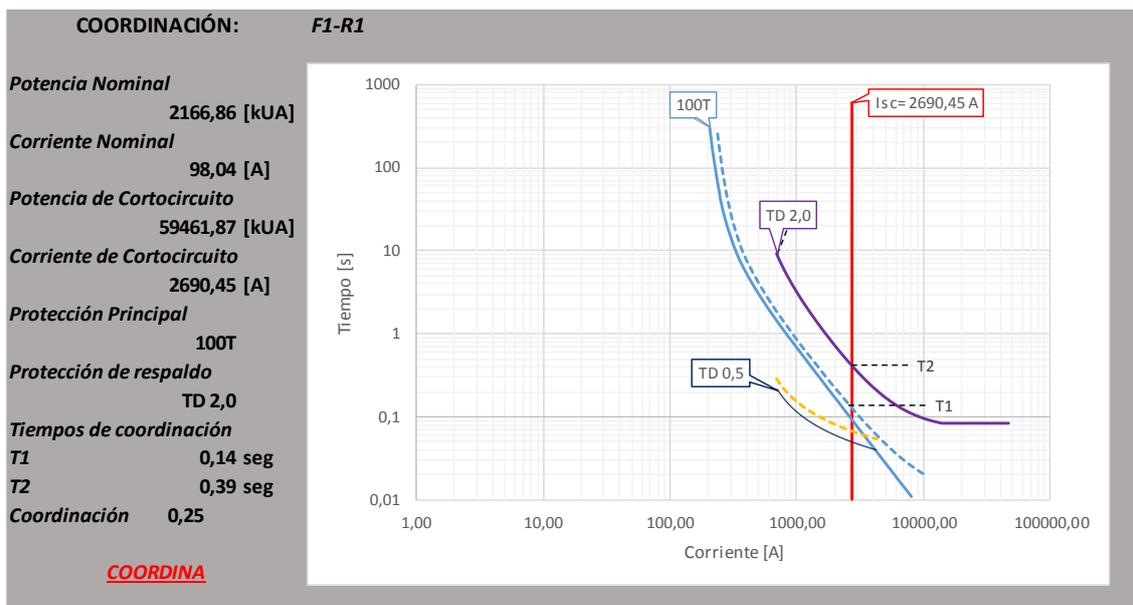


Figura 4.5 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Reconector 1.

Fuente: Autores

La coordinación entre el fusible principal y el reconectador de respaldo, se la realizó mediante el análisis de curvas tiempo-corriente de los dos dispositivos, y con la corriente de corto circuito en el punto donde se colocó el fusible protector. Al producirse una falla transitoria o permanente, la protección de respaldo en este caso R1 mediante su curva de operación rápida detectará la corriente de cortocircuito en un tiempo de 0,052 segundos y realizará la primera operación rápida de apertura y cierre en un tiempo aproximado de 60 ciclos, si la falla no es despejada realiza la segunda operación rápida nuevamente en 60 ciclos. Al persistir la falla con las dos actuaciones rápidas, se asume que es una falla permanente por lo que la magnitud de la corriente de cortocircuito se mantendrá por más tiempo llegando a la curva de tiempo mínimo de fusión de F1 haciendo que este se funda y se aisle el tramo en falla. En caso de que el fusible no cumpla con su objetivo y la falla continúe, entra en actuación nuevamente R1 con su curva de operación lenta en un tiempo de 0,51 segundos aislando el sistema aguas debajo de este. Debido a que R1 es el reconectador de cabecera, la apertura de este ocasionará la pérdida de suministro de energía en todo el alimentador dejando sin servicio a los clientes que estén conectados aguas debajo de R1, por lo que se puede considerar una reconfiguración del sistema mediante la realización de una interconexión o transferencia de carga.

Este análisis puede ser considerado igual para la Figura 4.6, Figura 4.7 y Figura 4.8 en la que se tiene fusible como protección principal y reconectador como protección de respaldo y existe coordinación entre estos, no así en la en la Figura 4.9 que se presenta el problema de la no coordinación entre estos equipos.

Fusible 3- reconectador 1

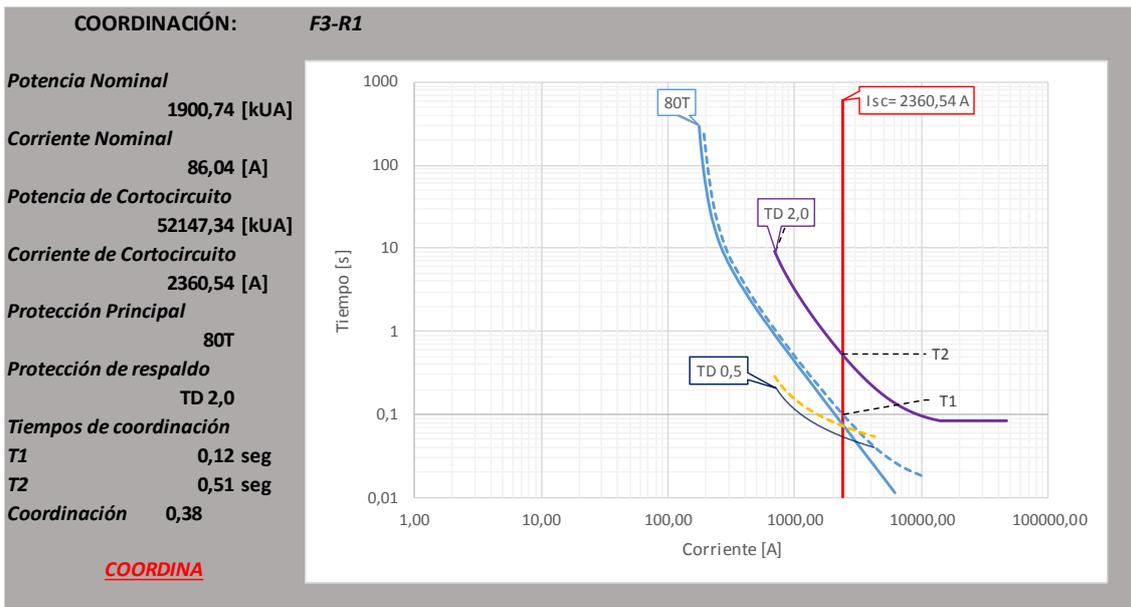


Figura 4.6 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Reconector 1.

Fuente: Autores

Fusible 5- reconector 2

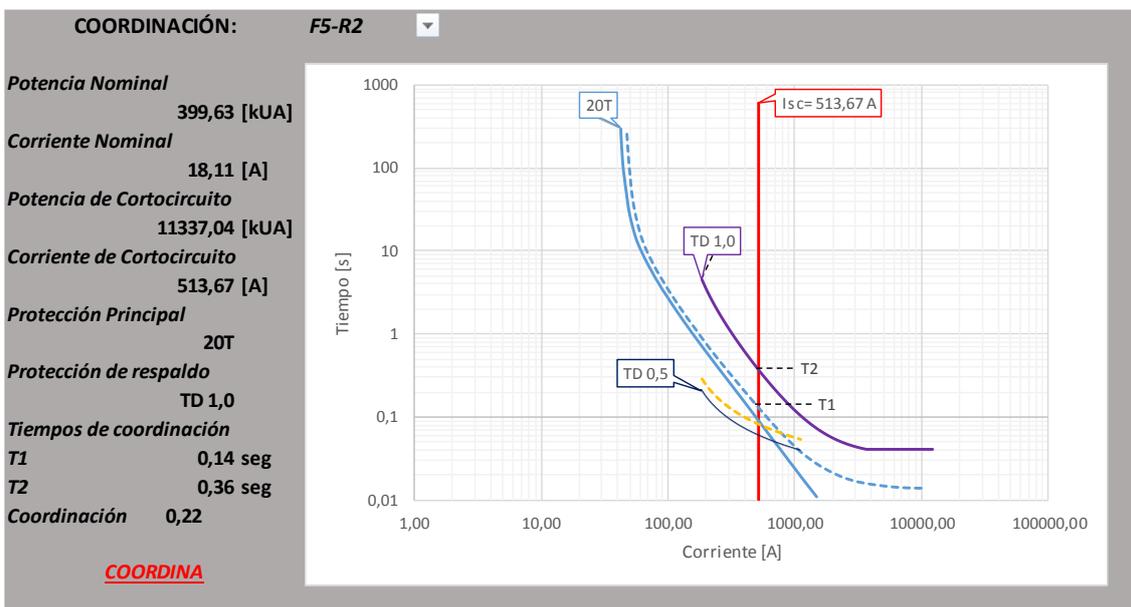


Figura 4.7 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconector 2.

Fuente: Autores

Fusible 6- reconector 2

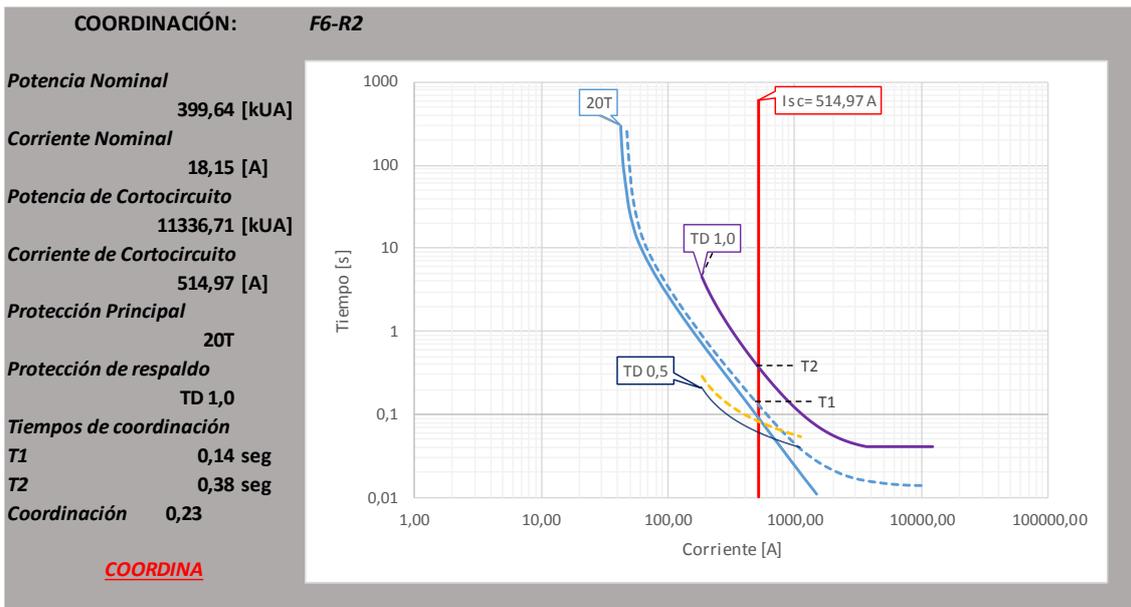


Figura 4.8 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconectador 2.

Fuente: Autores

Aunque exista la coordinación entre fusible y reconectador, en algunos casos se presenta un choque entre las curvas de actuación rápida del reconectador y las curvas de fusión mínima y despeje total del fusible; lo que indica que se podrá proteger al fusible hasta una corriente determinada en el punto de cruce de las curvas y, para corrientes superiores a esta, el fusible será el primero en actuar mientras que el reconectador no actuará debido a que dicha corriente de cortocircuito esta fuera del rango de actuación de este; perdiendo así el criterio de salvar el fusible para corrientes que estén fuera del rango de actuación de la curva rápida del reconectador.

Fusible 4- reconectador 1

La coordinación entre F4 y R1 no se establece debido a que la carga conectada aguas abajo de F4 es relativamente baja, presentando una corriente nominal para dimensionar el fusible comparativamente pequeña con relación a la corriente nominal de R1, debido a esto la curva de actuación rápida del reconectador queda por encima de las curvas de fusión mínima y despeje total de F4, impidiendo la coordinación; y al momento que se genere una falla transitoria no se cumpla con el criterio de salvar el fusible.

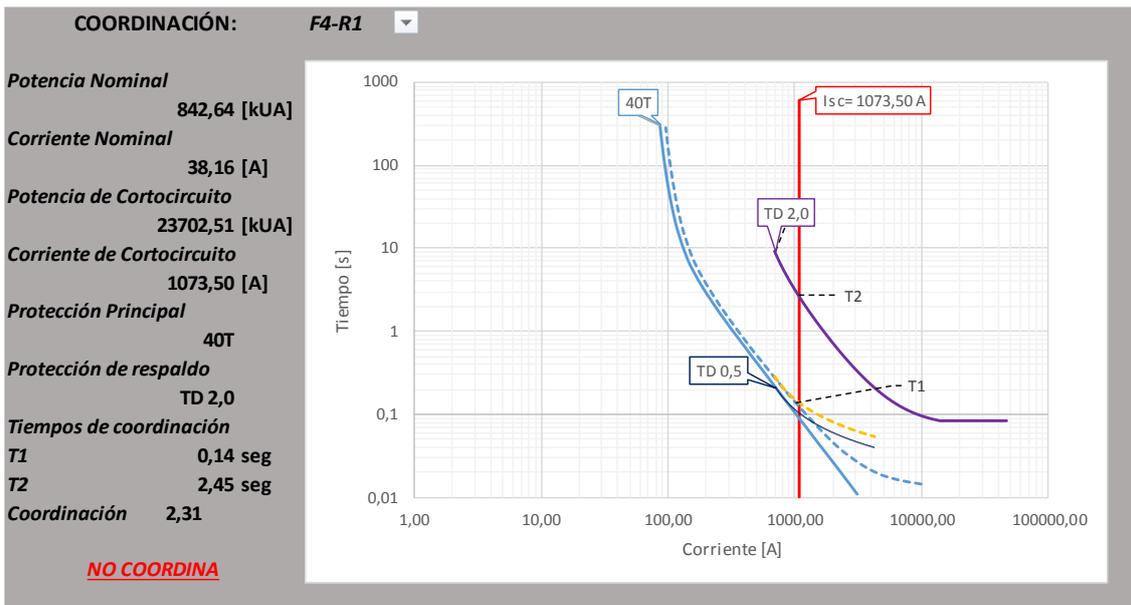


Figura 4.9 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 4 y Reconectador 1.

Fuente: Autores

➤ Coordinación reconectador- reconectador

Los reconectadores como equipos automáticos de protección que van colocados en el ramal troncal, deben tener una adecuada coordinación para que actúen de manera sincronizada, y en caso de realizar maniobras de apertura/cierre no se presenten anomalías en el sistema. Los criterios de coordinación entre estos dos dispositivos dependerán en mayor parte del criterio de la persona encargada de la coordinación, y se tomarán en cuenta los tiempos necesarios para que estos puedan realizar los respectivos reenganches. La coordinación de estos equipos se realiza mediante el análisis de curvas de tiempo-corriente, concretamente con las curvas lentas, por lo que varios autores consideran que el tiempo de separación entre estas curvas dependerá en gran parte del tipo de reconectador que se utilice ya sea electrónico o hidráulico.

El criterio tomado para la realización de la coordinación entre R2 y R1, determina un tiempo mínimo de separación entre curvas lentas de 12 ciclos (200 ms) y un tiempo máximo de separación de 24 ciclos (400 ms), estableciendo así que el tiempo de coordinación entre reconectadores este en el rango entre 0,2 y 0,4 segundos.

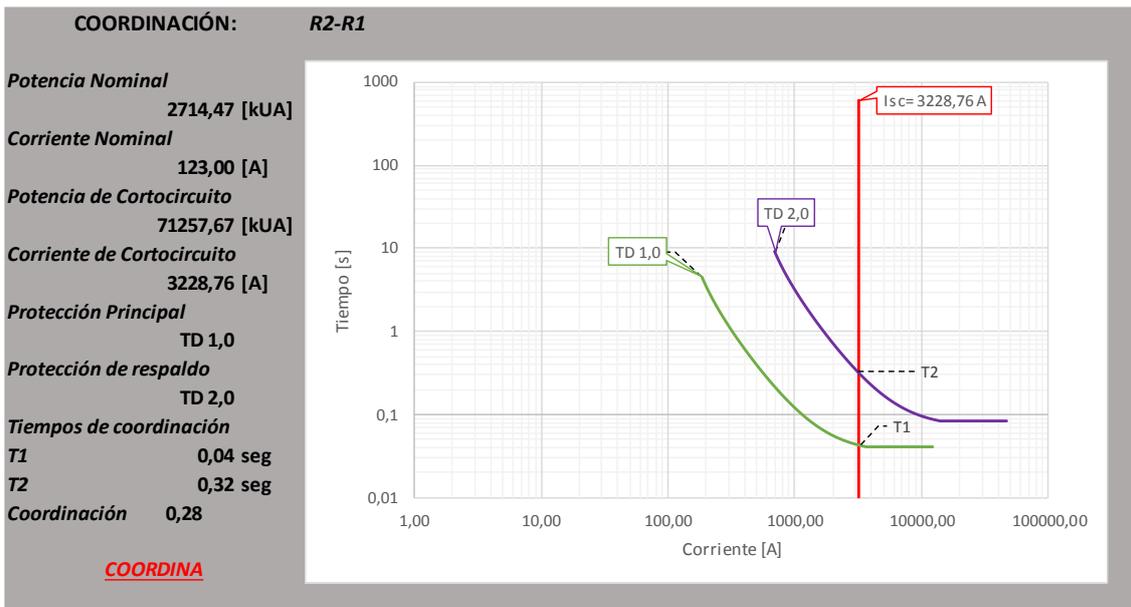


Figura 4.10 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconector 2 y Reconector 1.

Fuente: Autores

La coordinación entre reconectores se la realiza con las curvas lentas de estos y la correspondiente corriente de cortocircuito en el punto que se colocó el reconector que actuará como protección principal. Si se produce una falla transitoria el reconector principal R2 detectará la falla y su curva de actuación rápida iniciará su operación, luego de esto, si la falla no es despejada se comunicará con el equipo de respaldo para dar a conocer que se realizaron las actuaciones en sus curvas rápidas, volviéndose una falla permanente, una vez que han actuado las curvas rápidas inicia la actuación de las curvas lentas en un tiempo T1 de 0,04 segundos realizando una operación de apertura y cierre según su curva de actuación, esto por dos veces antes de que el equipo realice el bloqueo en estado abierto, si la falla persiste es decir el equipo no se bloquee por fallas en sus actuaciones, la magnitud de corriente de cortocircuito se mantendrá por más tiempo haciendo que el reconector de respaldo detecte la sobrecorriente en un tiempo T2 de 0,32 segundos y opere en su curva lenta realizando la operación de apertura total del R1, lo que implicaría el desabastecimiento de servicio de energía eléctrica a todos los tramos aguas abajo de R1.

4.3.3. Coordinación de protecciones del sistema 2

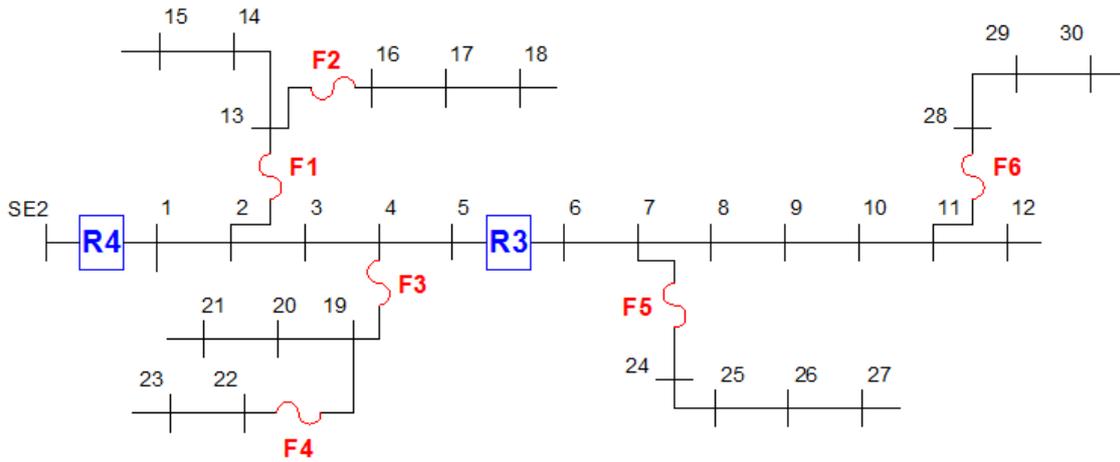


Figura 4.11 Ubicación de las protecciones en los ramales del sistema 2.

Fuente: Autores

La Tabla 4.3 presenta los parámetros obtenidos a través del cálculo, para el dimensionamiento y coordinación de las protecciones del sistema 2.

Tabla 4.3 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones.

Fuente: Autores

Protección	P _{eq} [kUA]	X _{eq} [kVA]	P _{cc} [kVA]	I _{cc} [A]	I _n [A]	K	I _{n rms} [A]	I _{cc rms} [A]	I _p (TC) [A]	RTC	Pick-Up	Múltiplo	Rendimiento [%]	Sobrecarga [%]	Curva
R1	8890,5	4,8	184958,4	4854,190	233,3	1,7	402,67	8377,28	500	100	4,027	20,80	24,16	-19,465	TD 2,0
R2	2222,4	3,7	58717,4	1542,865	58,3	1,7	100,6	2660,05	200	40	2,517	26,42	98,64	-49,658	TD 1,0
F1	2386,2	3,6	66244,8	1738,987	62,6	1,7	107,9	2997,49	-	-	-	-	-	-	100T
F2	1188,8	3,5	33478,8	879,000	31,2	1,7	53,7	1515,02	-	-	-	-	-	-	50T
F3	2178,3	3,5	60934,3	1600,354	57,2	1,7	98,6	2758,42	-	-	-	-	-	-	100T
F4	870,1	3,5	24664,09	647,923	22,8	1,7	39,8	1116,71	-	-	-	-	-	-	40T
F5	344,0	3,5	9782,2	257,205	9,0	1,7	15,5	443,29	-	-	-	-	-	-	15T
F6	320,2	3,5	9113,3	240,192	8,4	1,7	14,5	413,96	-	-	-	-	-	-	15T

El sistema 2 posee características parecidas al sistema 1, por lo que el estudio de la coordinación entre sus dispositivos de protección es similar al análisis presentado, se optó simplemente por presentar los resultados obtenidos para la coordinación de protecciones del sistema 2.

➤ **Coordinación fusible-fusible**

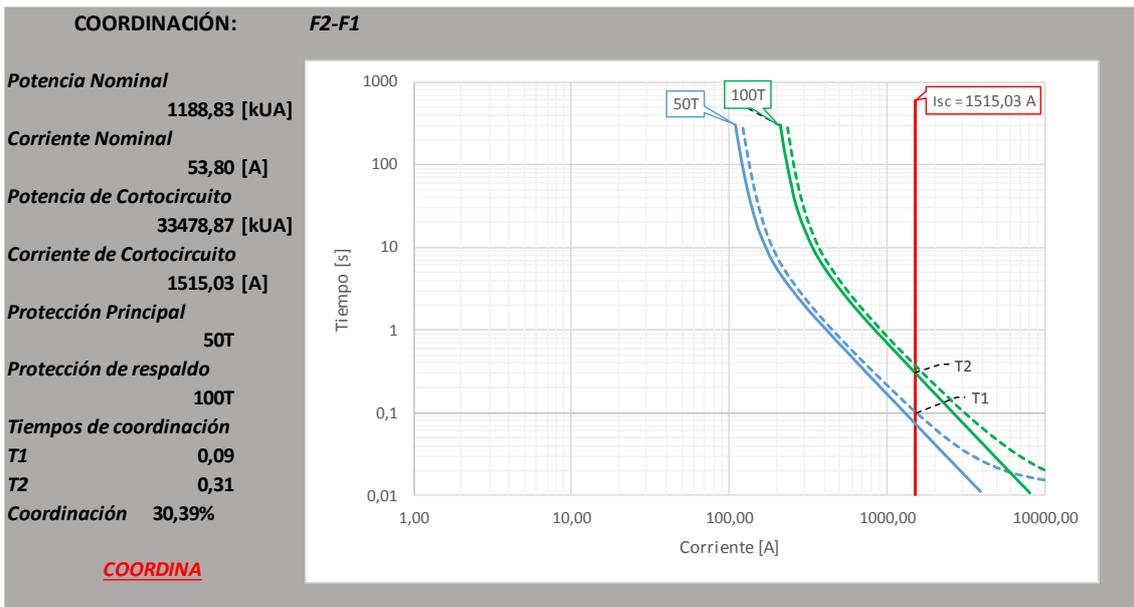


Figura 4.12 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 2 y Fusible 1.

Fuente: Autores

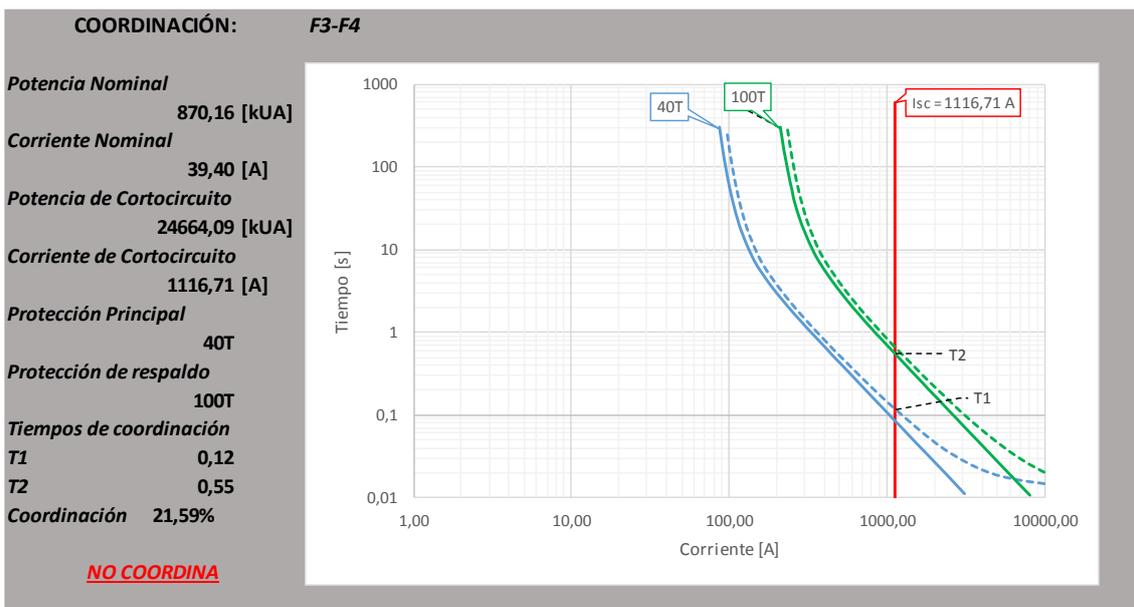


Figura 4.13 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Fusible 4.

Fuente: Autores

➤ **Coordinación reconectador- fusible**

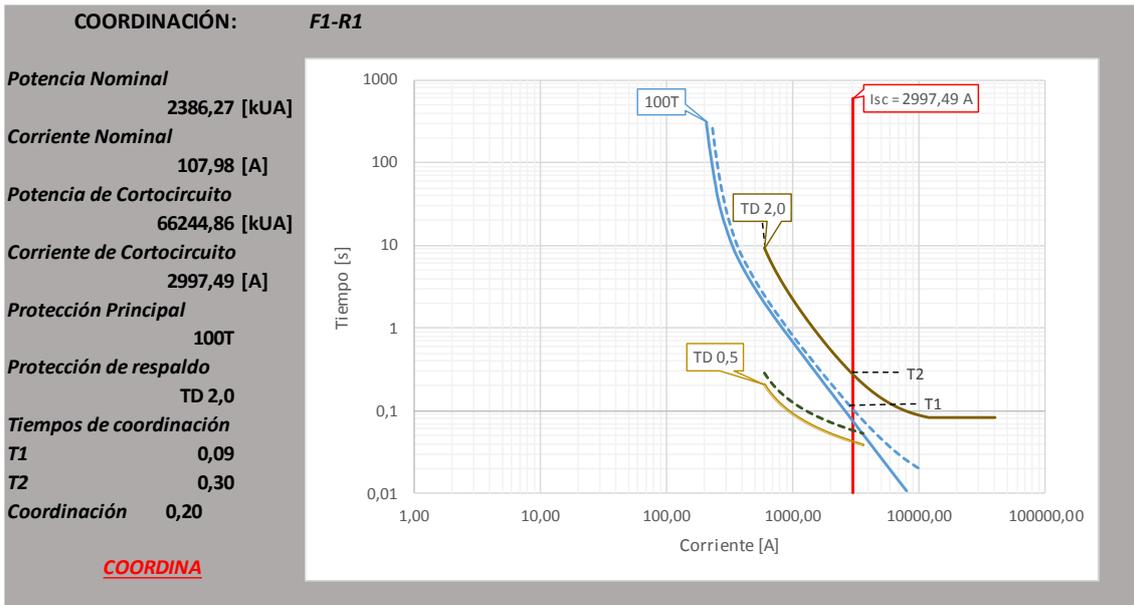


Figura 4.14 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 1 y Reconector 1.

Fuente: Autores

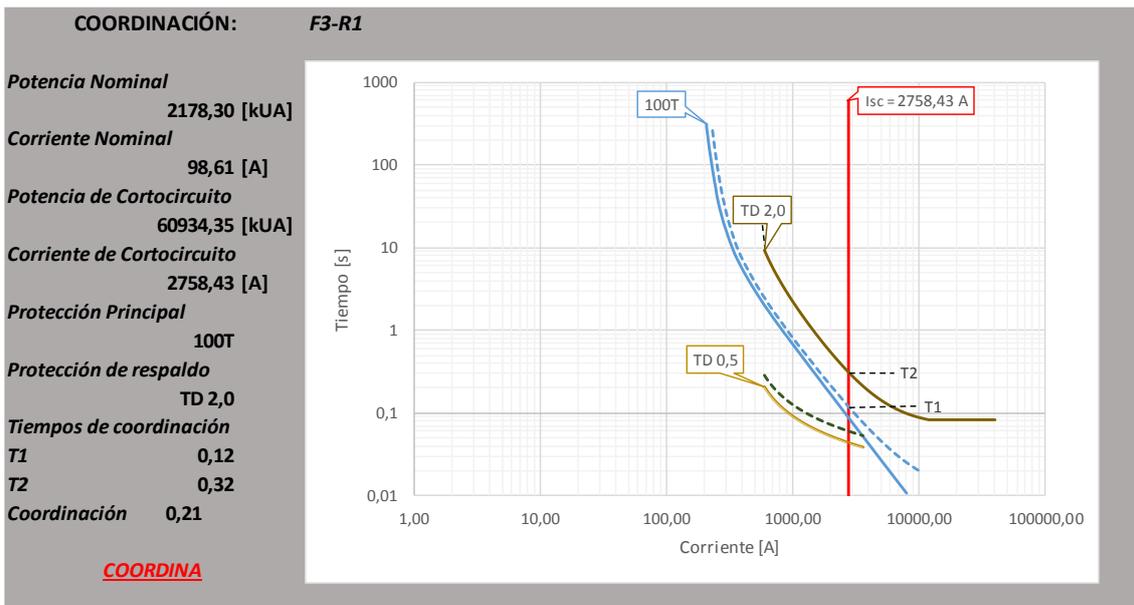


Figura 4.15 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 3 y Reconector 1.

Fuente: Autores

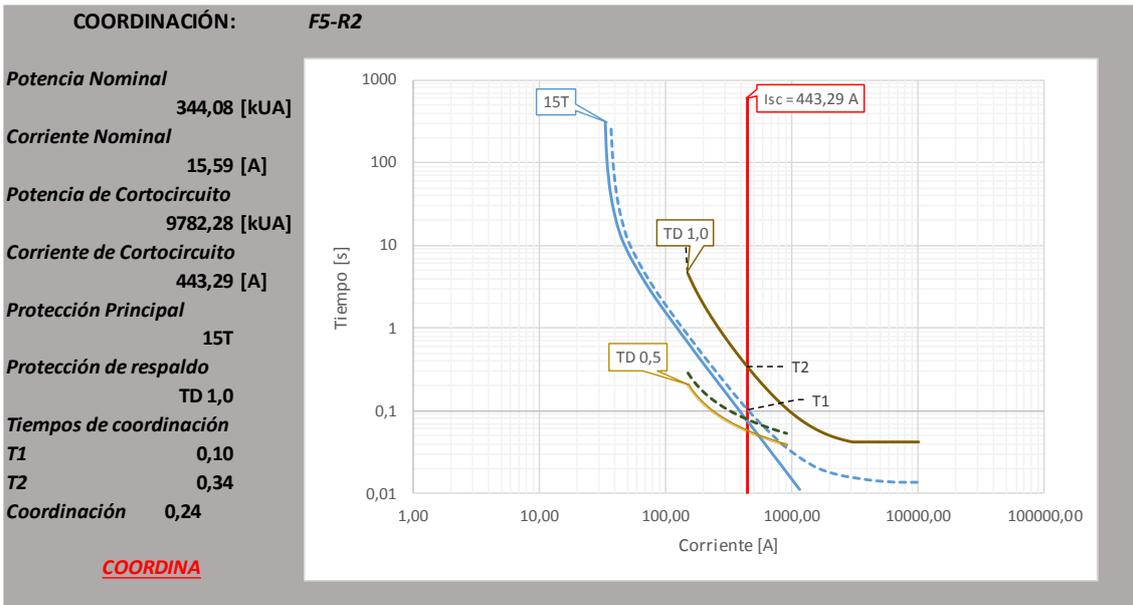


Figura 4.16 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 5 y Reconector 2.

Fuente: Autores

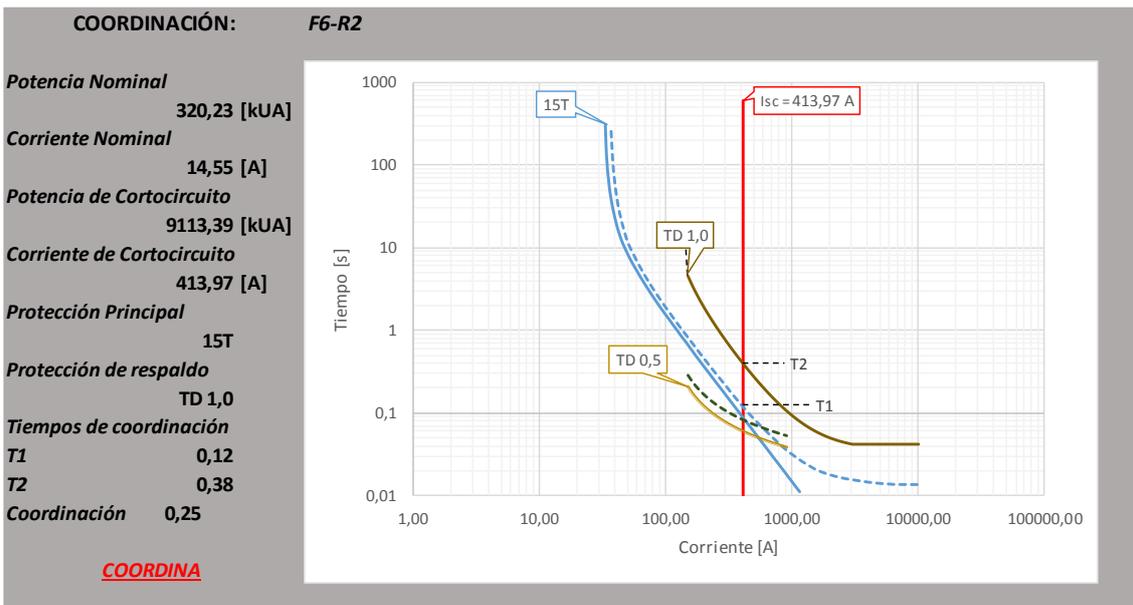


Figura 4.17 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 6 y Reconector 2

Fuente: Autores

➤ Coordinación reconectador – reconectador

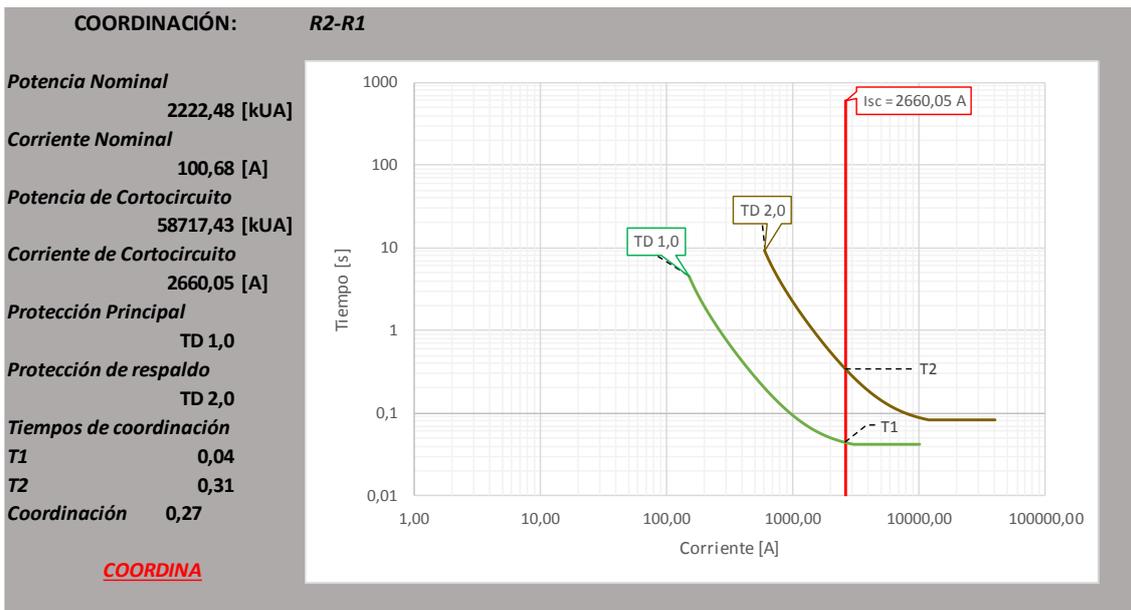


Figura 4.18 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Fusible 6 y Reconectador 2

Fuente: Autores

En el sistemas 2 todos los equipos de protección cumplen con una correcta coordinación, permitiendo que se establezca un alto nivel de seguridad y protección.

4.3.4. Protocolos para la automatización del alimentador principal

El establecer protocolos para automatizar el sistema de distribución permitirá crear una serie de pasos que se tendrán que llevar a cabo para localizar, aislar y restablecer el servicio ante la ocurrencia de fallas en cualquiera de los dos sistemas propuestos. El primer paso para la automatización de un alimentador es poder transferir carga a otro alimentador de manera automática, para poder hacer esta transferencia es indispensable que el sistema cuente con equipos de protección inteligentes que se puedan controlar de manera remota y que mediante operaciones automáticas se permita realizar este proceso.

El proceso de interconexión o transferencia de carga entre sistemas implica una reconfiguración en el sistema, si bien es cierto el sistema sigue siendo de topología radial, la transferencia hace que se cree un sistema nuevo con mayor carga, y debido a esto las protecciones que tienen los sistemas individuales pueden variar, de tal manera que si estos equipos de protección no tienen una adecuada coordinación ante la presencia de fallas el sistema puede colapsar, resultando perjudicial la interconexión;

también se debe considerar que al momento de la interconexión, el aumento de carga en el alimentador provocará un aumento de corriente de retorno por el neutro, por lo que antes de iniciar con la interconexión se debe desactivar las protecciones por desbalance o de sobrecorriente en el neutro del alimentador para evitar una desconexión no programada.

4.3.4.1. Simulación de fallas para establecer protocolos de automatización

Mediante la simulación de fallas se pretende establecer protocolos que se deben llevar a cabo para automatizar el sistema sin que este pierda sus propiedades de seguridad y confiabilidad. La provocación de fallas aleatorias en el sistema permitirá tomar decisiones sobre las operaciones que tienen que desarrollarse con los equipos inteligentes de protección para poder identificar, aislar y restaurar el servicio de energía en el menor tiempo posible. Las operaciones que se realicen dependerán del tipo de la falla y la magnitud del daño que estas causen en el sistema, dentro de estas operaciones se puede contemplar solo el aislamiento del tramo en falla o la reconfiguración del sistema, es decir considerar realizar una transferencia de carga a un sistema cercano.

➤ Detección de fallas en los sistemas

En el flujograma se presentan los protocolos que cumplen los sistemas 1 y 2 para la detección de fallas en cualquier parte de alimentador principal, respetando el orden de las protecciones; los protocolos para la actuación de las protecciones dependerán del tipo de falla que se haya presentado; para fallas transitorias y fallas permanentes establecerán diferentes protocolos de automatización.

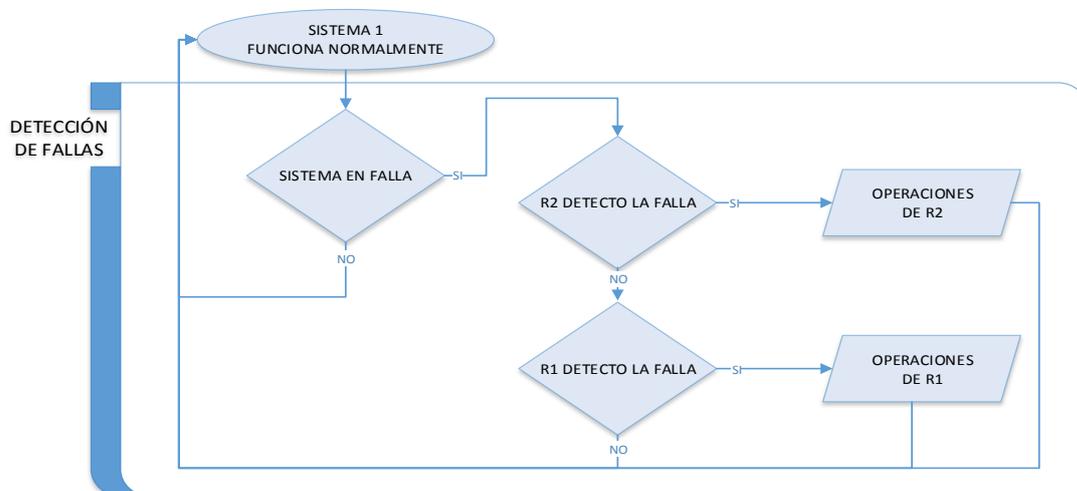


Figura 4.19 Flujograma para detección de fallas de los sistemas 1.

Fuente: Autores

➤ **Falla aguas abajo del reconectador 2 del sistema 1.**

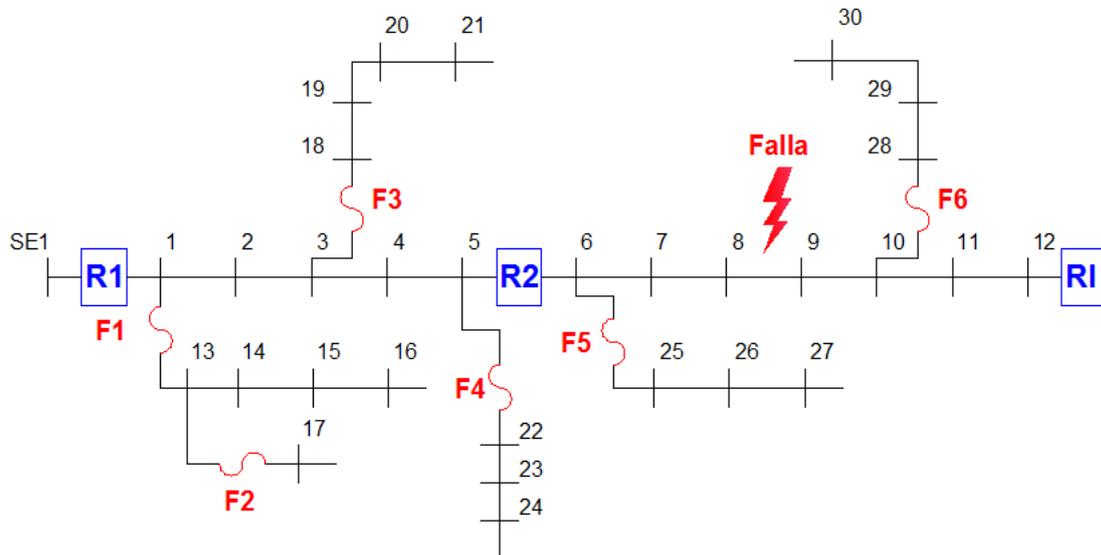


Figura 4.20 Representación de una falla aguas debajo de R2 del sistema 1.

Fuente: Autores

Protocolos de automatización

1. Identificación de la falla por parte del reconectador R2 mediante su primera actuación de apertura.
2. El dispositivo R2 realiza su operación de cierre 60 ciclos después de haber realizado su primera apertura.
3. En caso de que la falla sea transitoria, esta se despeja con la primera actuación rápida de R2; en caso de que no se despeje la falla realiza la segunda operación rápida, repitiendo los ítems 1 y 2.
4. Si la falla es permanente, R2 comunica a R1 que realice sus dos actuaciones rápidas, entonces los dos reos comienzan a operar en sus respectivas curvas lentas.
5. Cumplidas las dos actuaciones lentas de R2 a través de su última operación, y la falla no es despejada, R2 aislará todo el tramo aguas abajo pasando de NC a NA.
6. R2 comunica a R1 para que este regrese a su operación normal con todas sus curvas de coordinación.
7. La falla será eliminada por completo, mediante la actuación de personal en campo.

8. Despejada la falla, se puede hacer el cambio de operación del reconectador R2 de NA a NC de forma remota permitiendo que se reestablezca el servicio.

En el Anexo 1 se presenta el correspondiente flujograma donde se muestran los protocolos para la automatización del alimentador principal del sistema 1, para el caso de que se presente una falla aguas abajo del Reconectador R2.

➤ **Falla aguas abajo del reconectador 1 del sistema 1.**

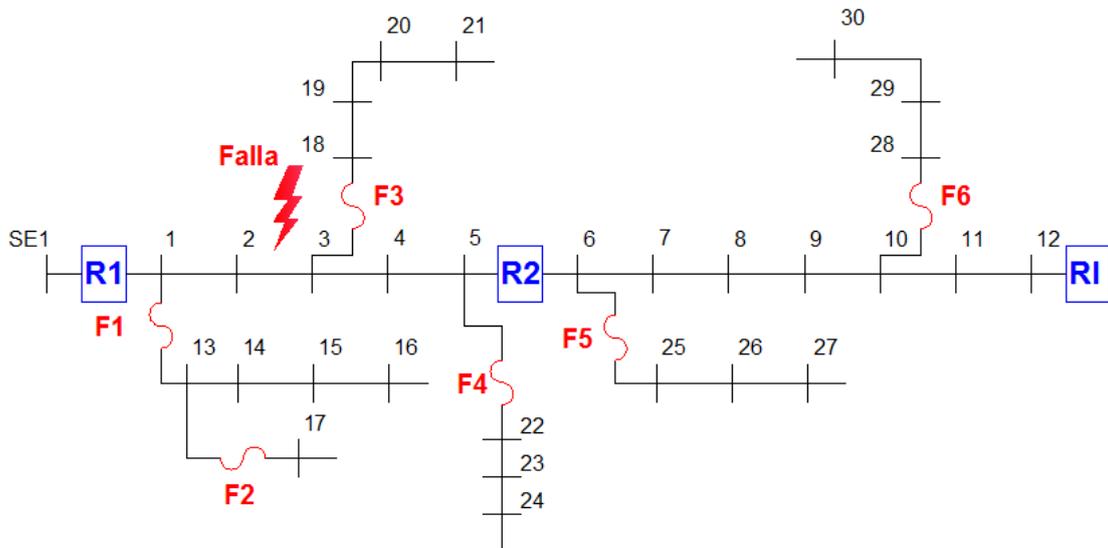


Figura 4.21 Representación de una falla entre los reconectores R1 y R2 del sistema 1.

Fuente: Autores

Protocolos de automatización

1. Identificación de la falla por parte del reconectador de cabecera R1 mediante su primera operación de apertura.
2. El dispositivo R1 realiza su operación de cierre 60 ciclos después de haber realizado su primera apertura.
3. En caso de que la falla sea transitoria, esta se despeja con la primera actuación rápida de R1; en caso de que no se despeje la falla realiza la segunda operación rápida, repitiendo los ítems 1 y 2.
4. Si la falla es permanente, R1 comunica a R2 y RI para realizar una posible reconfiguración del sistema, además R1 entra a operar en su curva lenta.
5. Cumplidas las dos actuaciones lentas de R1 a través de su última operación, y la falla no es despejada, R1 aislará todo el tramo aguas abajo pasando de NC a NA.

6. Se inicia la reconfiguración del sistema mediante la transferencia de carga desde el sistema 1 al sistema 2, teniendo como límite R2, iniciando con el bloqueo de la protección 51N (Protección del neutro).
7. Ajuste de las curvas de coordinación de los equipos de protección, es decir RI, R3 y R4 ajustan sus curvas de respuesta correspondientes a la interconexión curvas presentadas en Tabla 4.5, para el nuevo sistema formado por la reconfiguración.
8. Apertura de R2, para que el tramo conectado aguas abajo de este sea transferido.
9. Cierre de RI, reconector localizado en el punto de interconexión, para que se realice la transferencia entre los sistemas.
10. Queda establecida la reconfiguración del sistema y por ende la transferencia de carga.

La reconfiguración hace que se cree un nuevo sistema, el cual incrementa su carga debido a la transferencia, acrecentando así las potencias y corrientes de cortocircuito en los nodos, por lo que es necesario realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones.

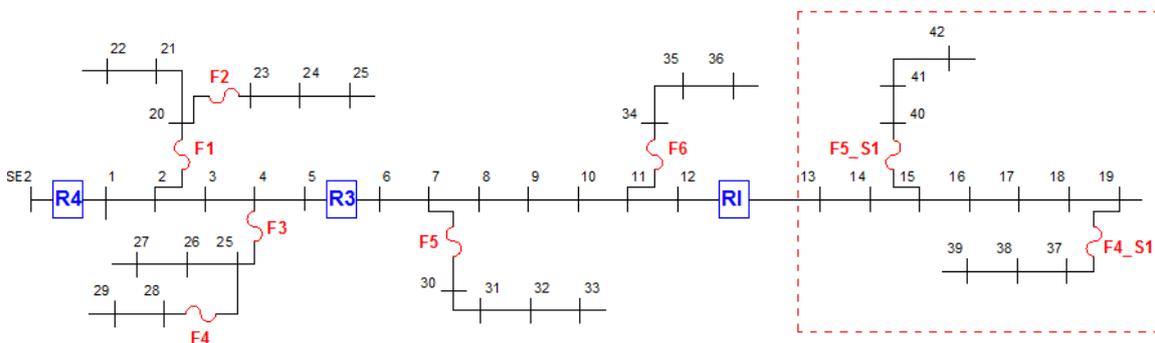


Figura 4.22 Sistema 2 con transferencia de carga, cuando ocurre una falla aguas debajo de RI del sistema 1.

Fuente: Autores

Los nuevos parámetros tanto de potencia como corriente de cortocircuito permitirán realizar la coordinación entre dispositivos, los cuales requerirán un nuevo dimensionamiento de las protecciones del alimentador principal. Se tendrá que considerar también el ajuste de curvas para el sistema reconfigurado, lo que implica que las curvas usadas en el ajuste individual por sistemas deban ser reemplazadas por nuevas curvas que garanticen la protección integral al momento de la transferencia.

Tabla 4.4 Parámetros obtenidos para el dimensionamiento y coordinación de protecciones en la interconexión.

Fuente: Autores

Protección	P _{eq} [kUA]	X _{eq} [kVA]	P _{cc} [kVA]	I _{cc} [A]	I _n [A]	K	I _{n rms} [A]	I _{cc rms} [A]	I _p (TC) [A]	RTC	Pick-Up	Múltiplo	Rendimiento [%]	Sobrecarga [%]	Curva
R4	14187,35	8,00	177235,74	4654,27	372,56	1,728	643,90	8043,9	600	120	5,37	12,49	-6,82	7,32	TD 5,0
R3	4722,06	3,54	133527,02	3530,87	124,87	1,724	215,21	6085,61	200	40	5,38	28,28	-7,07	7,61	TD 4,0
Ri	2165,20	3,52	61551,36	1653,28	58,16	1,723	100,23	2849,43	100	20	5,01	28,43	-0,23	0,23	TD 1,0
F1	2166,86	3,64	59461,87	1560,77	56,88	1,724	98,04	2690,45							100T
F2	516,80	3,52	14697,92	385,88	13,57	1,723	23,38	665,068							25T
F3	1900,74	3,64	52147,34	1369,39	49,91	1,724	86,04	2360,54							80T
F4	842,64	3,56	23702,51	622,83	22,14	1,724	38,16	1073,5							40T
F5	399,63	3,53	11337,04	298,03	10,51	1,724	18,11	513,667							20T
F6	399,64	3,53	11336,71	298,79	10,53	1,724	18,15	514,969							20T
F4_S1	320,23	3,51	9113,39	240,19	8,44	1,723	14,55	413,969							15T
F5_S1	344,08	3,52	9782,28	257,20	9,05	1,723	15,59	443,292							15T

Los parámetros para el dimensionamiento de las protecciones del nuevo sistema formado por la transferencia de carga se presentan en la Tabla 4.4 , debido al incremento de carga, las potencias y corrientes de cortocircuito en el alimentador principal se incrementan en magnitud, por lo que las curvas de los dispositivos de protección del alimentador cambian por curvas con un time dial (TD) más alto que permita la coordinación entre estos. El nuevo ajuste de las curvas debe ser realizado antes de transferir carga por precaución y seguridad del sistema.

Tabla 4.5 Resumen de las curvas de coordinación para los sistemas.

Fuente: Autores

Protección	Curvas protecciones sistema 1	Curvas protecciones sistema 2	Nuevas curvas sistema interconectado
R1-R4	TD 2,0	TD 2,0	TD 6,0
R2-R3	TD 1,0	TD 1,0	TD 4,0

Ri	-	-	TD 1,0
F1	100T	100T	100T
F2	25T	50T	50T
F3	80T	100T	100T
F4	40T	40T	40T
F5	20T	15T	15T
F6	20T	15T	15T

Las protecciones de los ramales se mantienen con las curvas de coordinación que fueron establecidas en cada sistema individual, no así los equipos de protección del alimentador principal que cambian su curva debido a la concentración de carga que este tiene por la transferencia.

Las curvas de los fusibles se mantienen debido a que estos no sufren incremento de carga por la transferencia, si se pretendiese cambiar la curva de estos, el ramal quedaría desprotegido en caso de presentarse una falla, ya que la curva con la que se coordinó es la que garantiza la protección del ramal.

A continuación, se presenta la coordinación entre los reconectadores del sistema interconectado.

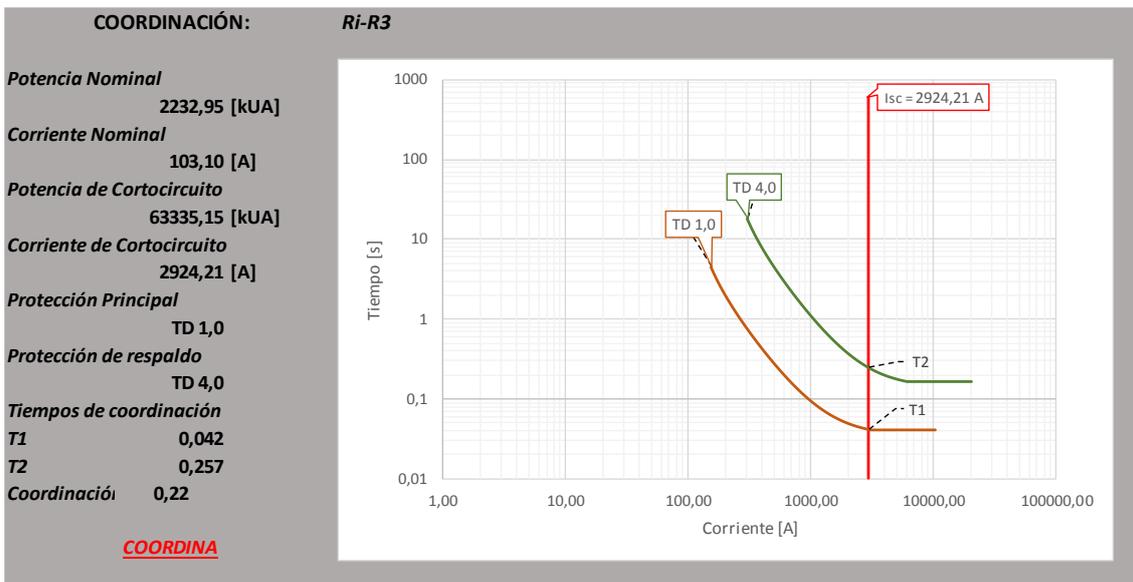


Figura 4.23 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconector de interconexión y Reconector 3.

Fuente: Autores

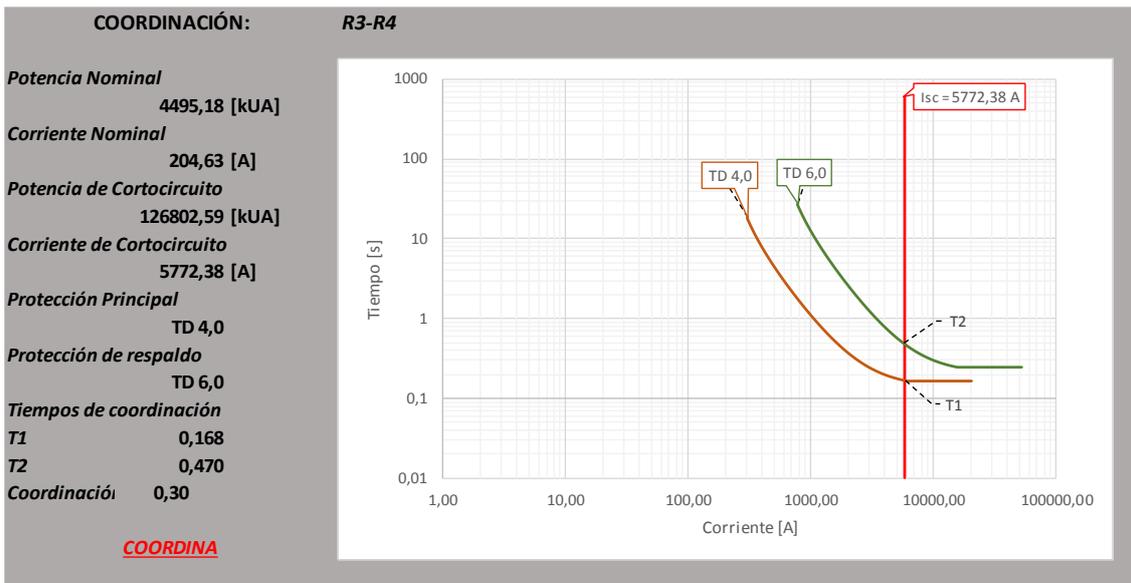


Figura 4.24 Coordinación mediante curvas tiempo-corriente entre el Reconector 3 y Reconector 4.

Fuente: Autores

Como se observa en las figuras anteriores las curvas de los Reconectores R3 y R4 cambiaron de TD 2,0 y TD 1,0 a TD 6,0 y TD 4,0 respectivamente debido a la concentración y por ende aumento de carga en la troncal, este cambio no debe ser por un tiempo muy prolongado ya que la coordinación de estos reconectores con los fusibles de los ramales no es la adecuada, por el mismo hecho de que se incrementó el TD en las protecciones del alimentador principal y solo deben utilizarse en casos de emergencia para proveer de servicio a partes no afectadas del sistema.

Después de realizar el ajuste de curvas y la transferencia de carga, el sistema no pudo quedar interconectado, por lo que para volver a su operación normal se deben considerar los siguientes protocolos:

11. La eliminación total de la falla, se la realizará mediante personal en campo. Eliminada la falla, la parte del sistema que fue transferida debe volver a su condición de operación normal, es decir formar parte nuevamente del sistema del cual fue transferido.
12. Cierre de reconector de cabecera R1 del sistema que se encontraba en falla, para corroborar que la falla haya sido eliminada en su totalidad.
13. Apertura del reconector de interconexión RI, para aislar el tramo transferido.
14. Retornar al ajuste inicial de las curvas de coordinación en las protecciones antes de la transferencia.

15. Cierre del reconectador R2, para retornar la carga que fue transferida.
16. Los sistemas que intervinieron en la transferencia vuelven a sus condiciones iniciales de operación, para lo cual se desbloquea la protección 51N.

En el Anexo 2 se presenta el correspondiente flujograma en el cual se presentan los protocolos para la transferencia de carga.

En caso de que se presenten fallas similares en el sistema 2, los protocolos de automatización establecidos para el sistema 1, serán los mismos que se deberán instaurar para superar las fallas que se ocasionen, respetando el orden de los dispositivos colocados.

4.4. Análisis de los sistemas cuando existe un desbalance de cargas

Por lo general los alimentadores primarios de un sistema de distribución son trifásicos, pero también se debe considerar que hay que abastecer de servicio eléctrico a usuarios por medio de redes secundarias que en su mayoría son monofásicas. Por lo que resulta más económico construir un sistema de distribución que posea un alimentador primario trifásico y ramales monofásicos o bifásicos que abastezcan a cargas alejadas mediante transformadores de distribución; que la construcción de un sistema totalmente trifásico [24].

Debido a que el sistema de distribución aparte de ser trifásico presenta cargas que pueden estar conectadas a una o dos de sus fases provocando un desbalance, por lo que se ha considerado realizar un análisis mediante la coordinación de protecciones cuando existe este desbalance de fases en puntos aleatorios de los sistemas.

En lo que tiene que ver con el desbalance la Regulación de Calidad de Servicio Eléctrico no tiene definido un porcentaje específico que se pueda tomar como referencia para determinar si un sistema de distribución está o no en desbalance, por lo que para este estudio se ha optado por un porcentaje de 15 % tomado como referencia de [1], en el que se establece ese valor como el límite máximo de desbalance en una red de distribución.

$$\%Desbalance = \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{max}} * 100 \quad (4.19)$$

Donde:

P_{max} : Valor máximo de las tres potencias monofásicas en el punto de análisis.

P_{min} : Valor mínimo de las tres potencias monofásicas en el punto de análisis.

Realizado un cambio en el sistema 1, los ramales trifásicos aguas abajo de R2 fueron convertidos en monofásicos; quedando el sistema como se muestra en la Figura 4.25.

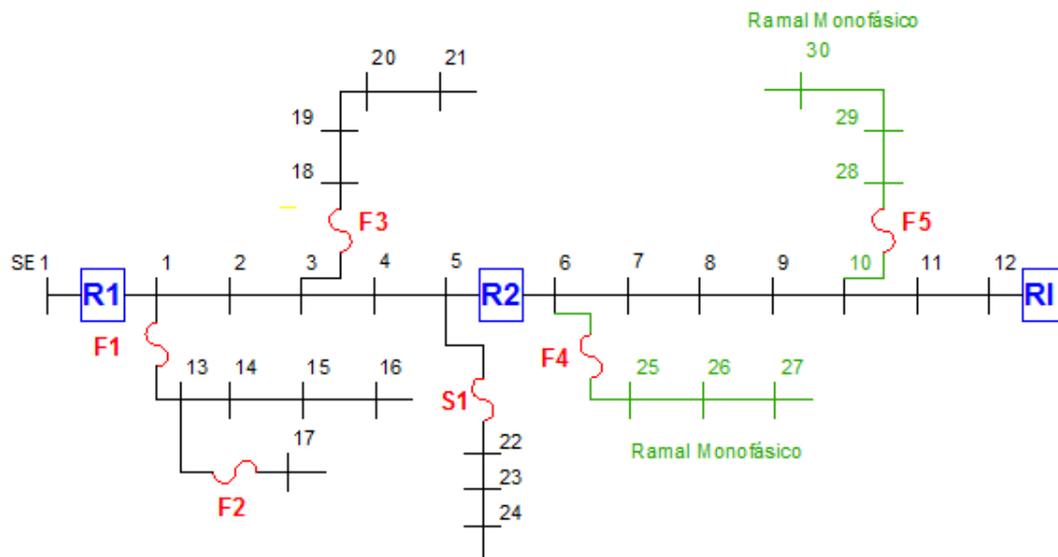


Figura 4.25 Ramales del sistema 1 localizadas aguas abajo de R2 y cambiados a monofásicos.

Fuente: Autores

Se considera al rector R2, en donde se realizará el estudio con la finalidad de observar si influye el desbalance de carga en la coordinación de protecciones.

Se obtienen las potencias por fases para su análisis en las cuales los ramales monofásicos están conectados por medio de los fusibles F5 y F4 a las fases A y B respectivamente. En cuanto a los transformadores trifásicos se obtiene la potencia por fase, para lo cual es necesario dividir la potencia trifásica para raíz de tres. Realizando este procedimiento y asignando carga a los ramales monofásicos se obtiene la data inicial.

Tabla 4.6 Data para análisis monofásico del sistema.

Fuente: Autores

ni	nj	Lij	Si(t) A	Si(t) B	Si(t) C	Xnodal
0	1	490	140,41159	140,41159	140,41159	3,50%
1	2	490	140,41159	140,41159	140,41159	3,50%
2	3	490	140,41159	140,41159	140,41159	3,50%
3	4	490	140,41159	140,41159	140,41159	3,50%
4	5	490	140,41159	140,41159	140,41159	3,50%
5	6	490	157,96303	157,96303	157,96303	3,50%
6	7	490	157,96303	157,96303	157,96303	3,50%
7	8	490	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
8	9	490	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
9	10	490	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
10	11	490	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
11	12	490	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
1	13	350	234,75062	234,75062	234,75062	3,50%
13	14	350	234,75062	234,75062	234,75062	3,50%
14	15	350	234,75062	234,75062	234,75062	3,50%
15	16	350	234,75062	234,75062	234,75062	3,50%
13	17	350	298,37462	298,37462	298,37462	3,50%
3	18	350	283,0171	283,0171	283,0171	3,50%
18	19	350	289,5989	289,5989	289,5989	3,50%
19	20	350	256,68993	256,68993	256,68993	3,50%
20	21	350	256,68993	256,68993	256,68993	3,50%
5	22	350	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
22	23	350	146,99338	146,99338	146,99338	3,50%
23	24	350	190,872	190,872	190,872	3,50%
6	25	350	0	114	0	3,00%
25	26	350	0	114	0	3,00%
26	27	350	0	114	0	3,00%
10	28	350	152	0	0	3,00%
28	29	350	152	0	0	3,00%
29	30	350	152	0	0	3,00%

Se puede observar que se tienen cargas trifásicas hasta antes de los dos últimos ramales en donde la carga se reparte solamente en una fase con el objetivo de crear un desbalance, también se puede apreciar que las reactancias de los transformadores varían dependiendo de si son monofásicas o trifásicas, con estos datos es posible calcular los

flujos de potencia para obtener las caídas de voltaje en los nodos aplicando las fórmulas presentadas en el Capítulo 2, al igual que obtener las corrientes de cortocircuito en las cargas con la aplicación de las reducciones por el método de los MVA.

Tabla 4.7 Resultados de caída de voltaje y reducciones de MVA

Fuente: Autores

nj	Fase A			Fase B			Fase C		
	DV [%]	Peq [kVA]	X [pu]	DV [%]	Peq [kVA]	X [pu]	DV [%]	Peq [kVA]	X [pu]
1	0,0025	9.972,31	0,0485	0,0025	9.640,34	0,0471	0,0025	9.104,80	0,0462
2	0,0102	6.752,86	0,0455	0,0102	6.510,83	0,0443	0,0102	6.039,94	0,0435
3	0,0254	6.436,52	0,0427	0,0254	6.203,17	0,0416	0,0254	5.737,61	0,0410
4	0,0508	3.912,63	0,0410	0,0508	3.747,03	0,0399	0,0508	3.314,79	0,0395
5	0,0888	3.627,77	0,0394	0,0888	3.469,63	0,0384	0,0888	3.039,99	0,0382
6	0,1425	2.419,97	0,0383	0,1425	2.292,62	0,0374	0,1425	1.868,69	0,0374
7	0,2145	2.120,24	0,0374	0,2145	1.576,37	0,0367	0,2145	1.576,37	0,0367
8	0,3076	1.827,80	0,0366	0,3076	1.289,48	0,0361	0,3076	1.289,48	0,0361
9	0,4244	1.561,52	0,0359	0,4244	1.026,64	0,0357	0,4244	1.026,64	0,0357
10	0,5676	1.300,26	0,0353	0,5676	767,10	0,0353	0,5676	767,10	0,0353
11	0,7398	510,02	0,0351	0,7398	510,02	0,0351	0,7398	510,02	0,0351
12	0,9437	254,60	0,0350	0,9437	254,60	0,0350	0,9437	254,60	0,0350
13	0,0099	2.166,89	0,0358	0,0099	2.166,89	0,0358	0,0099	2.166,89	0,0358
14	0,0252	1.225,72	0,0354	0,0252	1.225,72	0,0354	0,0252	1.225,72	0,0354
15	0,0513	814,68	0,0351	0,0513	814,68	0,0351	0,0513	814,68	0,0351
16	0,0915	406,60	0,0350	0,0915	406,60	0,0350	0,0915	406,60	0,0350
17	0,0260	516,80	0,0350	0,0260	516,80	0,0350	0,0260	516,80	0,0350
18	0,0497	1.900,79	0,0359	0,0497	1.900,79	0,0359	0,0497	1.900,79	0,0359
19	0,0869	1.398,58	0,0354	0,0869	1.398,58	0,0354	0,0869	1.398,58	0,0354
20	0,1402	890,97	0,0351	0,1402	890,97	0,0351	0,1402	890,97	0,0351
21	0,2129	444,60	0,0350	0,2129	444,60	0,0350	0,2129	444,60	0,0350
22	0,1379	842,65	0,0353	0,1379	842,65	0,0353	0,1379	842,65	0,0353
23	0,1998	585,96	0,0351	0,1998	585,96	0,0351	0,1998	585,96	0,0351
24	0,2770	330,60	0,0350	0,2770	330,60	0,0350	0,2770	330,60	0,0350
25	-	-	-	0,2087	342,55	0,0301	-	-	-
26	-	-	-	0,2889	228,14	0,0300	-	-	-
27	-	-	-	0,3847	114,00	0,0300	-	-	-
28	0,7316	456,98	0,0301	-	-	-	-	-	-
29	0,9183	304,25	0,0300	-	-	-	-	-	-
30	1,1298	152,00	0,0300	-	-	-	-	-	-

Realizado el desbalance y obtenidas las potencias por fase se procede a analizar el punto en donde se va a conectar el reconectador 2 y se procede a calcular el desbalance con la ecuación (4.19) en el nodo 6 para la colocación del reconectador.

Tabla 4.8 Porcentaje de desbalance entre fases en el punto de análisis R2.

Fuente: Autores

Estado	Carga por fase [MVA]			Desbalance por fase [%]		
	A	B	C	A-B	B-C	C-A
Sin desbalance	2714,47	2714,47	2714,47	0%	0%	0%
Con desbalance	2419,9719	2292,62292	1868,68934	5,262%	18,491%	22,78%

En la Tabla 4.8 se puede apreciar que, al cambiar los ramales trifásicos por monofásicos, y distribuir las cargas por fases, se tiene el máximo desbalance en la fase C debido a que la carga conectada a esta fase es inferior a la carga de A y B, en consecuencia, esta situación representa un conflicto para la coordinación de R2 con la fase en desbalance debido a que esta excede el límite establecido.

La coordinación entre R2 y las corrientes por fase puede apreciar en la siguiente figura.

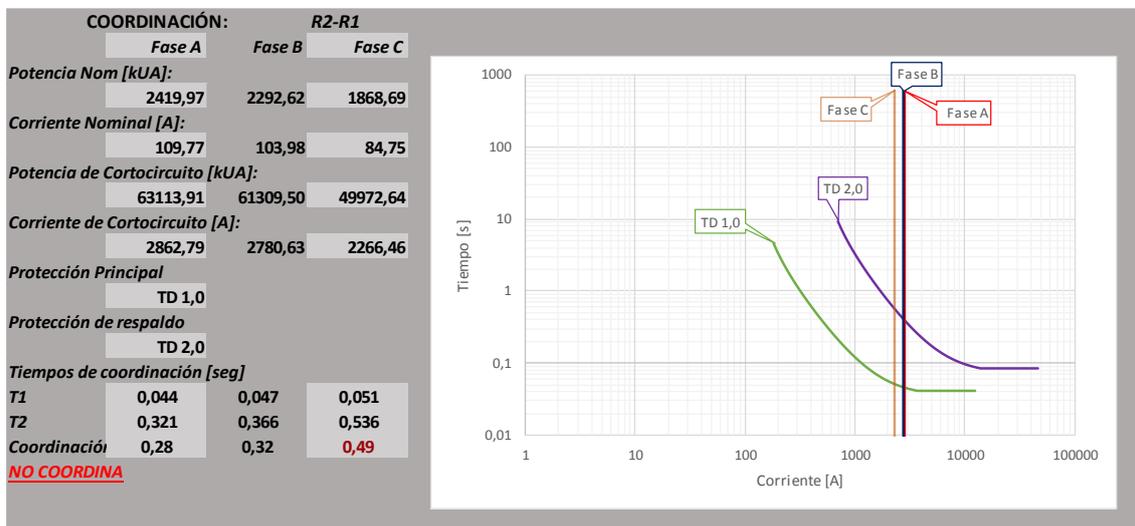


Figura 4.26 Coordinación entre R2 y R1 del sistema 1 al provocarse un desbalance de carga.

Fuente: Autores

Se puede estimar que las fases A y B al poseer un porcentaje de desbalance inferior al 15% coordinan perfectamente con R2, no así la fase C que al tener poca carga y por ende una corriente de cortocircuito de magnitud pequeña que provoca que su curva se

recorra hacia la izquierda de la curva de R2, generando un tiempo de coordinación mayor a los 400 ms que excede el tiempo máximo de separación entre curvas de R1 y R2, provocando que no se pueda llevar a cabo la coordinación. Para poder solucionar este inconveniente se propone realizar una transferencia de carga monofásica desde los ramales que exceden el límite máximo de desbalance hacia ramales que permitan acumular más carga en ellos pero que a su vez no superen el 15 % de desbalance entre sus fases, con la intención de superar dicho desbalance y se pueda llevar a cabo la coordinación entre el equipo de protección de respaldo y los equipos de protección principal conectados en cada ramal del sistema.

Se pensó que una solución al problema de coordinación antes mencionado, podría ser la utilización de reconectores monofásicos para proteger cada una de las fases que generan un ramal monofásico en el sistema; sin embargo esta no sería una solución viable debido a que no se supera el desbalance existente simplemente con la colocación de estos equipos. Dicho de otra manera, los reconectores monofásicos pueden coordinar perfectamente con los fusibles conectados aguas abajo de estos, pero ante la ocurrencia de una falla permanente en una de sus fases, provocaría la desconexión de la fase en falla, generando la pérdida de una fase en los ramales trifásicos, ocasionando problemas a equipos trifásicos que estén conectados al sistema.

5. CAPÍTULO 5: TECNOLOGÍAS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para garantizar la confiabilidad, las empresas distribuidoras han visto la necesidad de implementar equipos inteligentes a lo largo de sus redes de distribución, con la finalidad de mejorar considerablemente su funcionamiento, este proceso de mejora se puede llevar a cabo gracias al desarrollo de la tecnología y las comunicaciones así como también por la existencia de equipos inteligentes que son usados para lograr la automatización de un sistema; estos equipos, pueden establecer comunicación con otros por medio de un sistema de comunicaciones y protocolos permitiendo que se lleven a cabo operaciones automáticas de manera remota través de un sistema SCADA [25].

5.1. Tecnologías de comunicación

5.1.1. Power Line Communication (PLC)

Power Line Communication, es una tecnología que emplea las redes eléctricas de alto, medio y bajo voltaje para transmisión e intercambio de datos entre equipos inteligentes que se encuentren conectados a ellas [26] [27], basando su principio de operación en la transmisión de señales analógicas de baja energía y de alta frecuencia a través de la misma línea de energía; la aplicación de PLC en redes de MT ayuda a la comunicación entre dispositivos localizados en las subestaciones con la finalidad de monitorear sus parámetros, detectar fallas y por lo tanto aislarlas de la red [28].

Tabla 5.1 Tecnología PLC: Ventajas y Desventajas

Fuente: [28] [27]

Tecnología PLC	
Ventajas	Desventajas
Posee una gran cobertura, ya que se encuentra disponible en lugares donde existan redes eléctricas.	Altas tasas de erros de bit, causado por muchas fuentes de ruido en las líneas eléctricas.
	Posee una baja tasa promedio de transmisión de datos.
Costo reducido, debido a que utiliza la red eléctrica existente	Presenta el problema de circuito abierto, es decir se interrumpe la comunicación en los dispositivos que se encuentren aguas debajo de un circuito abierto
	Presenta altos niveles de inseguridad al momento de la transmisión de datos.
	Puede presentar gran cantidad de atenuación y distorsión por la topología de la red y la fluctuación de la impedancia de carga.

En aplicaciones de red inteligente, en este caso para automatizar el alimentador principal de distribución; la tecnología de comunicación PLC puede ser aprovechada para la conexión entre concentradores de datos y equipos inteligentes conectados al alimentador, para establecer comunicación con centros de control si las distancias son muy grandes por lo general en áreas rurales; se puede combinar con la tecnología celular, logrando que se transmita la información de los concentradores de datos hacia los centros de control [26] a través de redes NAN (Neighbor Area Network) y HAN (Home Area Network), pero por el corto alcance que tienen este tipo de redes, es necesario que se implemente una red WAN (Wide Area Network) para que recopile los datos e información de las redes anteriores y las transmita a centros de control debido al gran alcance que posee [29].

En la actualidad se están desarrollando sistemas PLC de tercera generación basados en OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplex) con la finalidad de mejorar y superar las falencias de esta tecnología en lo que se refiere a la pérdida de propagación e interferencia severa y aumentar la velocidad de transferencia de datos, con el propósito de acrecentar la robustez del sistema y pueda ser aplicado en la automatización de la distribución [26].

Actualmente se están desarrollando y desplegando sistemas de tercera generación basados en OFDM con velocidades de datos mucho más altas para redes inteligentes, automatización de la distribución y gestión de medición avanzada [12].

Normalmente, el canal de la línea de alimentación es muy sensible a la pérdida de propagación y la interferencia severa, especialmente en las regiones de frecuencia más baja. La mejor solución para superar la interferencia de banda estrecha y las muescas en el canal de transmisión es difundir la información entre varios portadores, es decir, una técnica OFDM, para aumentar la robustez del sistema y para aplicaciones en MT y BT.

5.1.2. Fibra óptica

La fibra óptica es uno de los sistemas de comunicación más avanzados que existe, con grandes tasas de transmisión de información (Gb/Segundo) a través de grandes distancias [28]. La velocidad de la fibra óptica es capaz de llegar a una latencia menor a 5 ms por kilómetro y viene siendo una buena opción en el entorno eléctrico por la presencia de grandes distancias e interferencias; el elemento es fabricado con un hilo

muy fino de material transparente por el cual se envía pulsos de luz que contienen la información [30],[31].

Tabla 5.2 Tecnología Fibra Óptica: Ventajas y Desventajas

Fuente: [28], [30].

Fibra óptica	
Ventajas	Desventajas
Amplio ancho de banda	Fuerte inversión inicial
Inmunidad a interferencias electromagnéticas y de radio frecuencia	La conexiones y empalmes son muy complicados de realizar
Cero riesgo eléctrico y baja cantidad de repetidores	

Actualmente las empresas distribuidoras han utilizado esta tecnología para la comunicación entre subestaciones gracias al elemento de OPGW que se basa en un hilo de guarda con su centro de fibra óptica para la comunicación [28]. La velocidad y confiabilidad de este tipo de medio de comunicación hace que las empresas distribuidoras consideren su utilización en redes de distribución debido a que en los últimos años los tendidos de fibra óptica se repartieron por gran parte del país, haciendo más fácil su acceso para utilizarlo en la transmisión de datos y por las pocas limitaciones que posee.

5.1.3. Tecnología celular

Al ser la tecnología que permite establecer comunicación con alta velocidad de datos, poseer una arquitectura bien establecida y estar desplegada por la mayoría de países entregando cobertura de comunicación sobre una extensa área geográfica [26], se ha catapultado durante los últimos años como una opción tecnológica para estructurar sistemas de comunicación entre equipos inteligentes ubicados en campo con la finalidad de automatizar el sistema eléctrico de distribución. El desarrollo de esta tecnología ha permitido que vaya evolucionando hasta alcanzar la generación 3G y 4G que están a disposición de las empresas distribuidoras para implementarlas en la automatización de los sistemas de distribución [28].

La generación 3G y 4G operan en un rango de 824-894 MHz y 1900 MHz respectivamente y a una velocidad de transmisión de datos entre 60 y 240 Kbps, la distancia dependerá de nivel de cobertura celular existente en la extensión territorial [31].

Tabla 5.3 Tecnología celular: Ventajas y Desventajas

Fuente: [28] [27]

Tecnología celular	
Ventajas	Desventajas
Aprovechamiento de la Infraestructura ya instalada	Se puede perder calidad de servicio, por el congestionamiento de la red
Eliminación de Costos por construcción de infraestructura, por parte de la Empresa distribuidora.	En S/E el equipamiento inalámbrico que usa esta tecnología no es adaptable
Gran ancho de banda para aplicaciones en automatización de la distribución	Los dispositivos no cuentan con una buena confiabilidad industrial
Cobertura geográfica extensa, áreas urbanas y rurales	Aplicaciones críticas de la red eléctrica necesitan disponibilidad continua de comunicaciones
Incorpora esquemas de seguridad	Se puede perder comunicación si se presentan fenómenos naturales
Rápida expansión e instalación	

En la actualidad las empresas distribuidoras no han explotado todo o casi nada del potencial de las tecnologías 3G y 4G aplicables a la automatización de redes de distribución, a pesar de que no es necesario la transmisión de altas tasas de datos pero si es importante un ancho de banda que permita descargar eventos, información de fallas y configuraciones remotas de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), cualidades con las que cuentan estas tecnologías. En lo que respecta al uso de tecnología celular para control y suspensión de alimentadores de distribución de manera remota, se han implementado reconectores con tecnología GPRS para el control de apertura y cierre de los mismos [28].

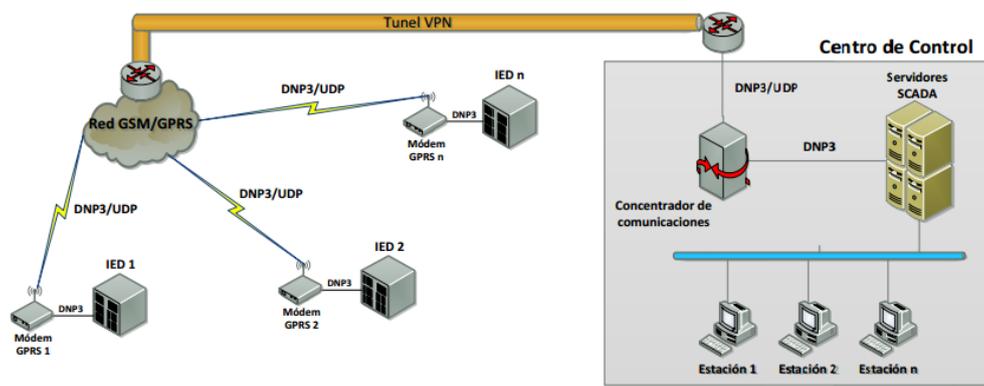


Figura 5.1 Ejemplo de arquitectura para control y supervisión remota de reconectores mediante el uso de tecnología GPRS.

Fuente: [28]

5.1.4. Radio frecuencia

La radio frecuencia es un método de comunicación más usado entre dispositivos inteligentes por su bajo costo de implementación. La tecnología permite el envío y recepción de información, sin el uso de cables, gracias a ondas electromagnéticas que se propagan por el ambiente, estos enlaces inalámbricos ofrecen la posibilidad comunicar datos a lugares de difícil acceso esto con poca inversión [32].

Este sistema de comunicación se constituye por un transmisor y un receptor que se encuentran en una línea visible entre los dos, para iniciar la transmisión de información, estos dos sistemas se comunican por medio de una señal portadora (normalmente entre 800MHz y 2GHz) en la cual envían la información, esta tecnología, para el caso de estudio se compone por estaciones fijas cuyo propósito es la de recibir y enviar información desde y hacia la estación de control la cual gobierna el funcionamiento de los dispositivos, este intercambio de información se realiza en frecuencias distintas es decir una frecuencia para envío y otra para recepción, a este rango se lo denomina radio canal, sin embargo debido al gran espacio existente entre dispositivos o a la interferencia visual entre los mismos, es necesario de estaciones repetidoras las cuales están encargadas de retransmitir la información [33].

Para un correcto funcionamiento es necesario que los recorridos entre los enlaces tengan una altura adecuada y una vista directa libre de interferencias para la adecuada propagación de las ondas en cualquier temporada del año, esto considerando las condiciones ambientales de la región, también se debe conocer la altura y ubicación de los obstáculos que interfieran en el trayecto [34].

Tabla 5.4 Tecnología Radio Frecuencia: Ventajas y Desventajas

Fuente: [32], [33], [34]

Tecnología radio frecuencia	
Ventajas	Desventajas
Inversión generalmente reducida	Visibilidad directa para la comunicación
Mantenimiento económico y de rápida actuación	Necesidad de energía y acondicionamiento de equipos
Aumenta la distancia de comunicación	Muy dependiente a condiciones atmosféricas que

elevando sus equipos emisores y receptores	dañan la señal.
--	-----------------

En la actualidad las empresas encargadas de la distribución de energía eléctrica han utilizado este medio de comunicación por su versatilidad y económica instalación de equipos, sin embargo, las antenas muchas de las veces se mueven por vientos, choques de los tensores y postes lo que hace perder la comunicación [35]; esto de la mano a las altas interferencias por micro ondas, en los últimos años esta tecnología se ha hecho deficiente por lo que consideran migrar a otro medio de comunicación.

5.2. Protocolos de comunicación

5.2.1.DNP3

DNP3 fue desarrollado para facilitar las comunicaciones entre sistemas de adquisición de datos y sistemas de control, la empresa creadora del sistema es Westronic se basó en el protocolo de telecontrol estándar IEC 60870-5; el protocolo DNP3 utiliza un modelo simplificado del modelo OSI, en la Figura 5.2 se muestra una comparativa entre el modelo OSI y las capas utilizadas por el protocolo DNP3, el protocolo especifica la capa de enlace de datos, la capa de aplicación y una subcapa de transporte, esta última es una variación para sobrepasar la longitud máxima definida por el documento IEC 60870-5-1; esta capa implementó servicios adicionales de ensamblaje y desensamblaje de información [36].

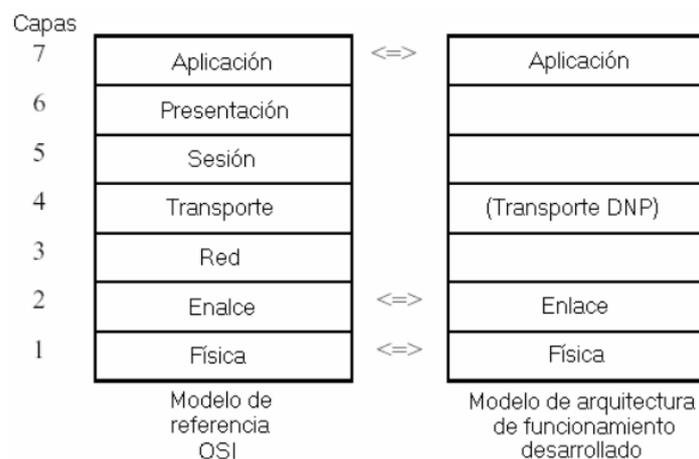


Figura 5.2 Comparación entre el modelo OSI y el modelo DNP.

Fuente: [37]

Este protocolo es caracterizado por su trabajo en conjunto con las redes físicas como las redes seriales RS 232, RS 485 o establecer una conexión con redes Ethernet con

direccionamiento IP, utilizando medios como fibra óptica, radio enlace o satélite [36], [37], [38].

La capa de enlace de datos DNP3 está diseñada para operar con capas físicas en serie de bits asíncronas o síncronas lo que permite una precisión y calidad de la información que se transmite, además de crear prioridades en los datos a transmitirse y permitir un canal abierto con los dispositivos conectados [37].

5.2.2. IEC 61850

El protocolo de comunicación IEC 61850 se desarrolló gracias a la Comisión Electrónica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) para regular aspectos eléctricos; fue creado con la necesidad de nuevas características dentro de la comunicación como la interoperabilidad de los dispositivos de diversos fabricantes, adaptación en el progreso tecnológico; el protocolo es capaz de hacer una simple transferencia de información, también es capaz de proveer un enlace para el intercambio de información entre dos o más dispositivos a una alta velocidad, esto debido a que los dispositivos son capaces de comprender el significado de la información [39] [40].

El protocolo también hace referencia al modelo OSI en el cual dependiendo de la comunicación, utilizará diferentes capas del mismo, sin embargo, el protocolo está orientado a la utilización de la capa de transporte por el encapsulamiento de datos y otros que se utilizan en la capa de enlace por su compatibilidad con Ethernet, esto de la mano a su gran facilidad de transmitir datos en tiempo real, por lo que es de gran utilidad dentro de las aplicaciones en los sistemas SCADA [39] [41].

El protocolo IEC 61850 es capaz de manejar distintos protocolos para poder interactuar con los diferentes dispositivos, pudiendo ser clasificados en distintos perfiles de comunicación, como: mensajes rápidos (GOOSE, GSSE), disparo, mensajes de baja calidad (SV), funciones de transferencia de archivos (MMS), entre otros; también se ven vinculados con los protocolos TCP/IP, UDP/IP por la compatibilidad que tiene el protocolo IEC 61850 con el protocolo Ethernet; esta relación de compatibilidad entre el protocolo IEC 61850 y los protocolos antes mencionados ha permitido que el protocolo IEC 61850 pueda usar diferentes capas del modelo OSI, Figura 5.3.

CAPA DE APLICACIÓN	MMS (ISO 9506 -2)	
	ACSE (ISO 8650)	
CAPA DE PRESENTACIÓN	PRESENTACIÓN CON CONEXIÓN (ISO 8823 -1)	
	ASN.1 (ISO/IEC 8824 - 1)	
	BER (ISO/IEC 8825 - 1)	
CAPA DE SESIÓN	SESIÓN CON CONEXIÓN ISO/IEC 8327 - 1	
CAPA DE TRANSPORTE	TRANSPORTE SIN CONEXIÓN TP0. ISO/IEC 8073	
	RFC - 1006	
	ICMP, TCP (RFC - 792, RFC - 793)	
CAPA DE RED	IP (RFC - 791)	
CAPA DE ENLACE DE DATOS	RFC - 894, RFC - 826 (ARP)	
CAPA FÍSICA	ETHERNET ISO/IEC 8802 - 3 10 BASE - T/ 100 - BASET (COBRE)	ETHERNET ISO/IEC 8802 - 3 100 - BASE FX (FIBRA)

Figura 5.3 Asociación de los protocolos de la IEC 61850 con el modelo de referencia OSI.

Fuente: [39]

Actualmente el uso de este protocolo se ve incluido en su mayor parte por las subestaciones eléctricas y las estaciones generadoras por la compatibilidad de la red Ethernet y por la capacidad de la transmisión de datos en tiempo real, lo que ha facilitado la implementación de sistemas SCADA [40], [41]. A pesar de la avanzada capacidad que tiene este protocolo las empresas distribuidoras están considerando el uso de un nuevo protocolo más actual por las nuevas tecnologías de transmisión.

5.3. Tecnologías y protocolos de comunicación en reconectores

Para determinar las características en cuanto a la tecnología y protocolos de comunicación que poseen los reconectores, se realizó una investigación bibliográfica en catálogos de equipos de diferentes fabricantes que se comercializan en el país. La siguiente tabla muestra un compendio de las principales características de comunicación que tienen tres de los dispositivos más comercializados en el medio.

Tabla 5.5 Características de Reconectores comerciales en Ecuador.

Fuente: [42], [43], [44]

Dispositivo	Fabricante	Controlador	Tecnología de comunicación	Protocolos de comunicación
Reconector Automático OSM	NOJA POWER	RC15	Tecnología celular GSM,UMTS,LTE Wifi Fibra Óptica	DNP3, 2179, IEC61850, IEC60870-5- 101/104
Reconector OVR	ABB	PCD	Radio Satélite	DNP3 nivel 2 Modbus ASCII

			Celular Fibra Óptica	Modbus RTU
Reconectador automático serie U	Schneider Electric	ADVC	GSM Fibra Óptica	DNP3 Modbus IEC 60870-5-101/104 NTP

El objetivo principal de conocer estas características, es poder plantear un modelo de arquitectura de comunicaciones, para enlazar los equipos de campo con los equipos de la subestación y el centro de control, con el propósito de tener control y monitoreo del alimentador principal de distribución.

5.4. Arquitectura del sistema de comunicaciones para automatización de los alimentadores de distribución propuestos

El objetivo principal de la arquitectura de comunicaciones es permitir la comunicación entre equipos inteligentes, para monitorear, proteger y controlar las operaciones en tiempo real y de forma remota del sistema de distribución, haciendo que este eleve su nivel de confiabilidad y tenga la capacidad de auto-restauración.

Es por esto que se han planteado dos modelos de arquitectura del sistema de comunicaciones, el primer modelo abarca las comunicaciones entre los equipos de campo y la subestación; el segundo modelo fue establecido para establecer comunicación entre la subestación y el centro de control. El trabajo en conjunto de estas dos arquitecturas permitirá que forme un solo sistema de comunicaciones para la automatización de los alimentadores de los sistemas 1 y 2 propuestos para este estudio.

5.4.1. Arquitectura de comunicación entre los equipos de campo y la subestación

Analizando cada una de las tecnologías y protocolos presentados en las secciones anteriores y tomando como referencia el modelo de comunicaciones presentado en [28], se propone un modelo de arquitectura de comunicaciones que utiliza como medio de comunicación la tecnología inalámbrica y una red de comunicación como enlace entre los dispositivos de campo y los equipos de la subestación.

El modelo de arquitectura propuesto está fundado en la inteligencia FLISR basado en la subestación y presenta en su estructura, tecnología de comunicación inalámbrica, así

como también dos redes de comunicación FAN y WAN para que por medio de estas se establezca la comunicación entre todos los equipos que intervienen en la automatización de los alimentadores de distribución.

Los sistemas FLISR basados en subestación utilizan en su estructura, un control maestro en la S/E, el mismo que trabaja en conjunto con los equipos inteligentes conectados en los alimentadores para monitoreo, control y recopilación de información del estado de operación de los alimentadores; este tipo de sistema requiere un centro de control desde el cual se realizaran las operaciones necesarias con los equipos en campo.

En sistemas FLISR basados en subestación, el uso de reconectores para aislar o interrumpir una falla implica que los sistemas de protección y seccionamiento completen su operación antes de que las protecciones de la subestación entren en operación, si se completa esta operación el sistema FLISR explora los IED para conocer el estado de cada reconector antes de que se realice alguna maniobra de reconexión [45].

La arquitectura de la Figura 5.4 representa como debería establecerse la comunicación entre los equipos de campo y los equipos que estén localizados en la Subestación, para luego transferir la información hacia los centros de control.

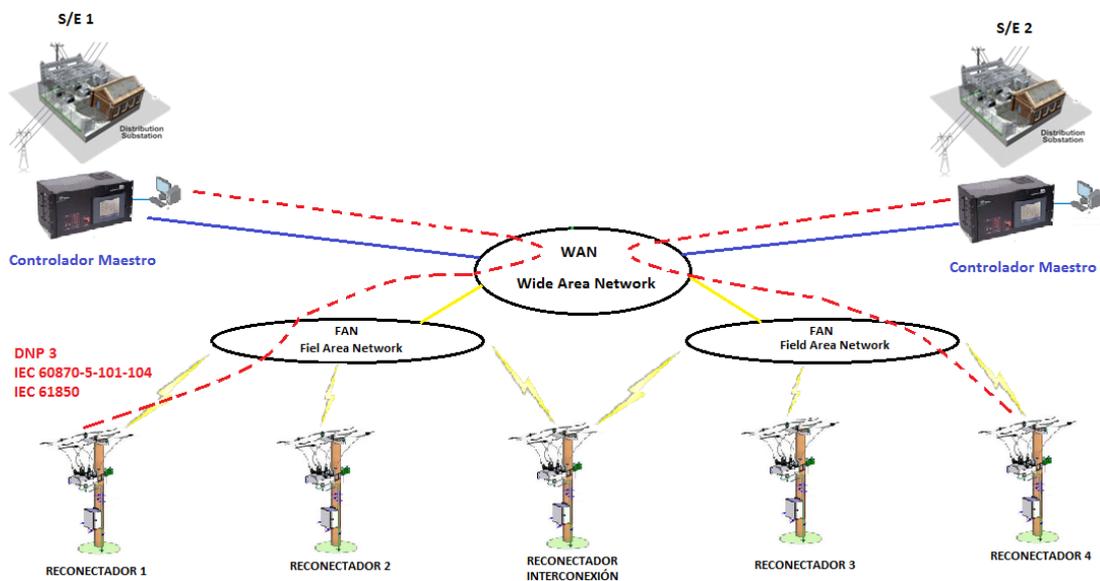


Figura 5.4 Propuesta del modelo de Arquitectura para la implementación del sistema de comunicaciones entre los equipos de campo y los equipos de la subestación.

Fuente: Autores

El modelo de arquitectura del sistema de comunicaciones está compuesto por reconectadores con tecnología de comunicación inalámbrica, estos equipos van a estar suscritos al controlador maestro localizado en cada una de las subestaciones a través de una red FAN que permite la comunicación entre los dispositivos instalados en campo. El sistema usa también una red WAN para enlazar las redes FAN y transmitir la información hacia los centros de control, debido a la gran área de cobertura que posee esta red. Los mecanismos de comunicación entre los reconectadores y el controlador maestro dependerán del protocolo de comunicación que se use, es decir si es DNP 3, el controlador maestro usará el mecanismo maestro-esclavo, si el protocolo es IEC 61850 se empleará el mecanismo de cliente-servidor.

5.4.2. Arquitectura de comunicación entre los equipos de la subestación y el centro de control

Establecida la comunicación entre los equipos de campo y la subestación a través del controlador maestro y los reconectadores, es importante contar con un sistema de comunicaciones dentro de la subestación para que mediante la información receptada desde campo se pueda tener el control y monitoreo remoto sobre estos dispositivos. La Figura 5.5 presenta el modelo del sistema de comunicaciones y su arquitectura para realizar la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes IED correspondientes a cada reconectador localizados en las subestaciones y el centro de control del cual se operará de manera remota.

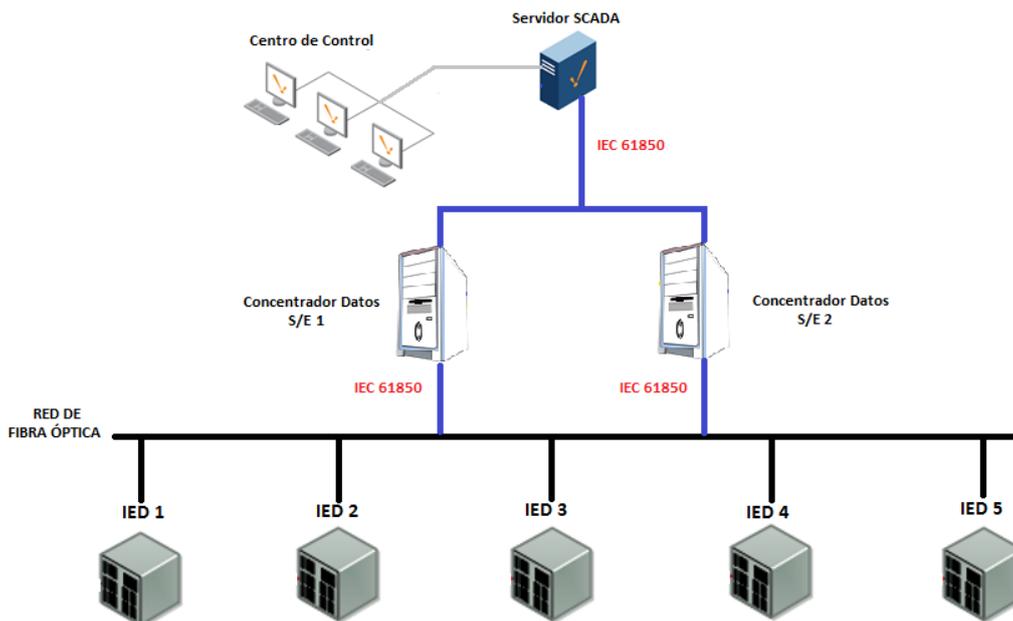


Figura 5.5 Propuesta del sistema de comunicaciones y su arquitectura para establecer comunicación entre las subestaciones y el centro de control.

Fuente: Autores

Para la comunicación entre los equipos de la subestación y el Centro de Control se propone el uso de una red de fibra óptica debido a sus grandes ventajas con respecto a las demás tecnologías de comunicación; gran velocidad, grandes tasas de transmisión y cobertura a largas distancias sin perder sus propiedades son algunas de sus principales características, las cuales nos permitirán establecer una comunicación en el orden de los micro segundos entre los IED de los reconectores y el controlador maestro; para realizar el monitoreo y control de manera remota de los equipos en campo, el controlador maestro debe comunicarse con el sistema SCADA y este a su vez presentar la información con una interface amigable mediante un HMI (Interface Humano Máquina). La interface permitirá al operador del Centro de Control apreciar el funcionamiento de los equipos del alimentador desde el monitor de un computador y así mismo realizar operaciones de seccionamiento con estos equipos.

La normalización del uso de redes de fibra para comunicar subestaciones con centros de control fue un factor importante que incidió en la elección de esta tecnología de comunicación, así como también la flexibilidad que esta presenta para adaptarse a cualquier protocolo de comunicación, el protocolo establecido para este sistema de comunicaciones es el IEC 61850, estandarizado para automatización de sistemas de distribución.

5.4.3. Análisis comparativo entre los sistemas de comunicación propuestos

Se establecieron dos sistemas de comunicación con arquitecturas diferentes cada uno, la primera arquitectura establecida presenta el sistema de comunicaciones para los equipos de campo conectados en el alimentador principal con el controlador maestro localizado en la subestación; la segunda arquitectura presenta el sistema de comunicaciones para establecer la comunicación entre el controlador maestro de la subestación y los equipos del Centro de Control; los dos sistemas exhiben tecnologías de comunicación diferentes en su arquitectura, pero están fundamentados en el sistema FLISR basado en subestación.

La primera arquitectura presentada en la Figura 5.4 utiliza tecnología inalámbrica como medio de comunicación, pudiendo ser esta una red celular existente GPRS, 3G o 4G dependiendo del lugar donde se ubiquen los equipos en campo, provocando que el costo de implementación sea barato y solo dependa del valor económico de los equipos usados para la comunicación, pero así como es barata su implementación esta tecnología trae consigo algunas desventajas que pueden afectar el funcionamiento del sistema automatizado.

En la Figura 5.5 se presenta el sistema de comunicaciones con una arquitectura que tiene como tecnología una red de fibra óptica, haciendo que su costo de implementación sea mucho mayor en comparación con la arquitectura anterior debido al precio elevado que la fibra tiene en el mercado; al ser costosa su implementación la red de fibra posee grandes ventajas en comparación a otras tecnologías lo que compensaría su elevado costo.

Analizando los dos criterios anteriores y se opte por cambiar la tecnología de comunicación inalámbrica propuesta para la comunicación entre los equipos de campo y el controlador maestro por red de fibra óptica debido a sus ventajas, el costo sería extremadamente alto debido a la inmensa cantidad de fibra que se tendría que implementar a lo largo de toda la extensión del alimentador y sumado a eso el costo de todos los equipos que intervendrían en el sistema de comunicaciones.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se logró establecer la propuesta de un modelo de automatización del alimentador principal mediante la aplicación del esquema FLISR basado en subestación, permitiéndonos establecer protocolos de automatización que tienen que ser llevados a cabo al presentarse una contingencia por fallas en cualquiera de los dos sistemas propuestos. La utilización del esquema FLISR basado en subestación se fundamentó en que es contemplado como una pieza fundamental para la automatización de la distribución y basa su funcionamiento en el uso de equipos inteligentes de protección a lo largo del alimentador principal y mejora considerablemente la confiabilidad de los sistemas de distribución.
- El análisis de los sistemas propuestos permite conocer que es posible la actuación correcta de los dispositivos de protecciones haciendo posible aislar solamente una porción del alimentador, esto con la actuación de los dispositivos inteligentes, lo que permite reestablecer el suministro eléctrico a partes que no han sido afectadas por fallas, ya sea reconfigurando el sistema o reconectando el mismo.
- El cálculo de las caídas de voltaje en los nodos de los sistemas propuestos es de utilidad para el cálculo de las corrientes de cortocircuito con las cuales se ha podido dimensionar los valores máximos de corriente. Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es necesario las reducciones de potencia lo que permite dimensionar las protecciones del sistema. Las protecciones usadas en los ramales son fusibles ya que para nuestro caso de estudio no se necesitaba una protección inteligente en los ramales. Para los ramales la protección principal son los fusibles y su protección de respaldo el reconectador aguas arriba, en cuanto al ramal troncal la protección principal es el reconectador y como protección de respaldo un reconectador colocado en la cabecera del alimentador.
- La óptima colocación de las protecciones inteligentes en este documento se basa en la localización y aislamiento de la falla y colocación en lugares estratégicos determinados por la caída de voltaje en la reconfiguración del sistema, con la finalidad de que los usuarios finales no experimenten largos periodos de desabastecimiento de energía.
- Los equipos de reconexión actuales brindan la facilidad de maniobrarlos de forma remota además proporcionan la accesibilidad a los diferentes protocolos y

tecnologías de comunicación a fin de acomodarse a las necesidades de cada sistema.

- La ocurrencia de una falla dentro del sistema, provoca que las protecciones actúen para aislar la falla sin embargo los protocolos analizados dentro del Capítulo 4 permiten salvar los elementos de protección que son muy susceptibles a daños ante una falla, también posibilitan una actuación rápida para evitar cortes extensos de energía gracias a que se proponen métodos de actuación para poder transferir carga de un sistema a otro, solamente se deben programar los controladores de los dispositivos para una correcta actuación y comunicación entre los mismos.
- Dentro de la automatización de sistemas de distribución un aspecto primordial es la coordinación del sistema de protecciones, una buena coordinación permitirá tener un elevado nivel de seguridad al momento de que ocurra una falla o se realicen maniobras de reconfiguración entre sistemas.
- La respuesta de las protecciones fue positiva ya que su actuación está en el rango de los milisegundos lo que permite disminuir los cortes de suministro al usuario final debido a las reconexiones; en el caso de ser fallas transitorias, el mismo usuario no conocería de la existencia de las mismas, debido a que su continuidad de servicio no se ve afectada, lo que permite evitar cortes de energía innecesarios.
- La aplicación de los protocolos obtenidos en un sistema real es factible sin embargo se debe conocer el desbalance del sistema real lo que daría paso a un estudio de carga conectada en cada fase, esto es posible por la geo información que ha sido implementada por parte de las empresas distribuidoras, sin embargo, abre paso a un estudio más minucioso del factor de carga de los diferentes equipos conectados a la red.
- Este documento deja planteada la posibilidad de realizar un estudio para implementar un programa mediante la creación de un software que incluya todo el proceso que se llevó a cabo para la obtención de los resultados presentados, obtenidos a través de Excel y MatLab y serían la base para la implementación de un software el mismo que tenga una interface amigable.
- También se deja a consideración el estudio de la programación de los dispositivos inteligentes existentes en campo, su correcta actuación ante fallas y

protección de fusibles es posible si se realiza la integración de estos equipos a través de una adecuada programación.

- El estudio de los sistemas de comunicación propuestos también es un punto de discusión ya que se debe conocer el alcance y la accesibilidad por parte de las empresas distribuidoras dentro del medio, a las tecnologías y protocolos de comunicación que se presentan en las arquitecturas propuestas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Llanos Llavori, *Flujo de Cargas en las Redes de Distribución Urbanas (RDU)*, Folleto de maestría. 2002.
- [2] A. M. O. Serrano, “Análisis de fallas en redes de distribución,” phdthesis, Tesis, Universidad de Costa Rica, 2010.
- [3] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de potencia: análisis y diseño*. Cengage Learning Editores, 2003.
- [4] I. S. Association, *Calculating Short - Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*. 2006.
- [5] E. Morales Arce, *Interfaz para el cálculo de parámetros eléctricos de redes de distribución aéreas y subterráneas*. 2012.
- [6] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 1996.
- [7] A. Martínez Mares, “Análisis y Estudios de líneas de transmisión en CA desbalanceadas,” 2002.
- [8] J. C. Barrantes Quesada, “Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA,” Universidad de Costa Rica, 2014.
- [9] “Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems,” *IEEE Std 551-2006 [The Violet Book]*, pp. 1–308, Nov. 2006.
- [10] I. I. A. S. Industrial and C. P. S. Committee, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems: Approved September 19, 1985, Reaffirmed June 27, 1991 IEEE Standards Board: Approved February 28, 1986, Reaffirmed December 9, 1991, American National Standards Institute*. Ieee, 1986.
- [11] J. Gers, *Distribution system analysis and automation*. The Institution of Engineering and Technology, 2013.

- [12] T. A. Short, *Electric power distribution handbook*. CRC press, 2014.
- [13] M. Gallardo Sarzosa and L. Herrea Vaca, “Selección y coordinación del sistema de protecciones del alimentador trifásico y sus derivaciones monofásicas de la subestación el calvario 52c8-11 (oriental) de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi SA,” 2012.
- [14] G. A. G. Mora, “Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión,” 2012.
- [15] A. P. Poric, “Soluciones Inteligentes para Sistemas Aéreos de Distribución en Media Tensión,” *X Jornada técnicas ABB*, Santiago de Chile, 2017.
- [16] J. D. Yamoza Rodríguez, “Estudio de Protecciones en el Sistema de Distribución De la C.A ELEGGUA filial de la E.D.C,” 2007.
- [17] NTE INEN 2115, *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS TRIFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO*. Quito, 2004.
- [18] CENTROSUR CA, “Revisión y Recepción de obras,” www.centrosur.gob.ec, 2017. [Online]. Available: <http://www.centrosur.gob.ec/?q=revision#inicio>.
- [19] A. Std, “C84. 1-2006,” *Electr. Power Syst. Equipment-Voltage Ratings (60 Hz)*, 2006.
- [20] D. Della Giustina, P. Ferrari, A. Flammini, S. Rinaldi, and E. Sisinni, “Automation of distribution grids with IEC 61850: A first approach using broadband power line communication,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 62, no. 9, pp. 2372–2383, 2013.
- [21] E. Javaheri and R. Afshar, “Design of an economical and technical distribution automation system,” 2013.
- [22] R. J. W. de Groot, J. Morren, and J. G. Slootweg, “Smart integration of distribution automation applications,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–7.
- [23] I. Team and others, “IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers,” *IEEE Std C*, vol. 57.

- [24] O. Gómez Carmona and C. J. Zapata, “Effect of the Load Unbalance on the Reliability Assessment of a Power Distribution System,” *Rev. Ing.*, no. 25, pp. 52–59, 2007.
- [25] D. G. Hart, D. Uy, J. Northcote-Green, C. LaPlace, and D. Novosel, “Automated solutions for distribution feeders,” *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 13, no. 4, pp. 25–30, 2000.
- [26] D. Baimel, S. Tapuchi, and N. Baimel, “Smart grid communication technologies-overview, research challenges and opportunities,” in *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2016 International Symposium on*, 2016, pp. 116–120.
- [27] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart grid technologies: Communication technologies and standards,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011.
- [28] C. E. Landázuri Paredes, “Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA,” mastersthesis, 2016.
- [29] J. Cabeza López-Vázquez and others, “Estudio de la situación actual de las smart grids,” 2016.
- [30] G. Keiser, *Optical fiber communications*. Wiley Online Library, 2003.
- [31] N. Poveda, C. Medina, and M. Zambrano, “Tecnologías de comunicación para redes de potencia inteligentes de media y alta tensión,” *Prisma*, vol. 5, no. 1, pp. 29–32, 2016.
- [32] O. Cornejo and M. Rigoberto, “Red de comunicaciones y la relación en la gestión operativa de reconectores, a través de un sistema SCADA,” Universidad Técnica de Ambato. Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial. Dirección de Posgrado, 2014.
- [33] A. S. Escalona, *Fundamentos de los sistemas de comunicaciones móviles: evolución y tecnologías*. McGraw-Hill, Interamericana de España, 2004.
- [34] E. O. Schweitzer, D. Finney, and M. V Mynam, “Applying radio communication in distribution generation teleprotection schemes,” in *Protective Relay Engineers*,

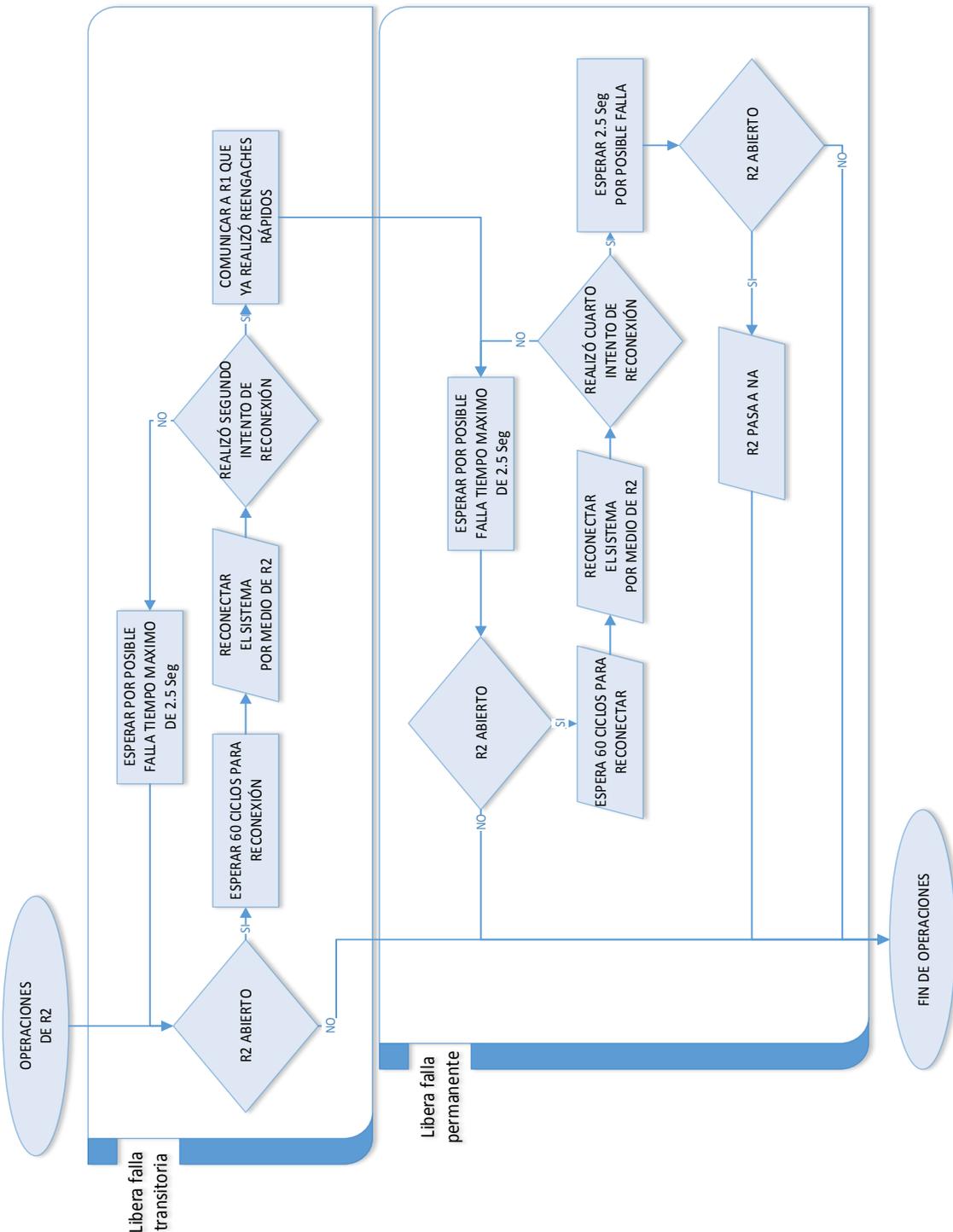
2012 65th Annual Conference for, 2012, pp. 310–320.

- [35] D. M. G. Lucero, “Análisis de los reconectores, en los sistemas de protección en redes de distribución en medio voltaje.,” UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA, 2013.
- [36] J. A. Villalba Márquez, “Estudio y Pruebas del Protocolo de Comunicación DNP3. 0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la Central de Generación Cumbayá de la Empresa Eléctrica Quito SA y el CENACE,” QUITO/EPN/2010, 2010.
- [37] I. F. Rivadeneira Astudillo, “Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de Subestaciones de Transmisión Eléctrica,” ESPE/SANGOLQUÍ/2005, 2005.
- [38] S. Mohagheghi, J. Stoupis, and Z. Wang, “Communication protocols and networks for power systems-current status and future trends,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1–9.
- [39] L. I. H. Mesa, J. R. Bonilla, G. Z. Madrigal, L. V. Ruiz, and W. C. Bautista, “DRIVER IEC 61850 PARA LA DESCARGA AUTOMÁTICA Y DIAGNÓSTICO DISTRIBUIDO DE EVENTOS EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.”
- [40] E. P. Villalón, “Diseño y Optimización de una Arquitectura IEC 61850,” *Esc. Técnica Super. Ing. (ICAI), Univ. Pontif. Comillas, Madrid*, 2008.
- [41] J. C. C. Pérez, D. A. L. Sarmiento, and O. J. S. Parra, “Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 en la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica,” *Redes Ing.*, vol. 3, no. 1, pp. 23–40, 2012.
- [42] N. POWER, *Manual des Usuario: Reconector Automático OSM*. 2009.
- [43] ABB, “Reconector OVR & Control PCD,” 2011. .
- [44] S. Electric, “Reconectores Automáticos de Media Tensión de montaje sobre poste,” 2017. .
- [45] Q. Technology, *Lineamientos para la Automatización de la Distribución*. 2013.

ANEXOS

Anexo 1

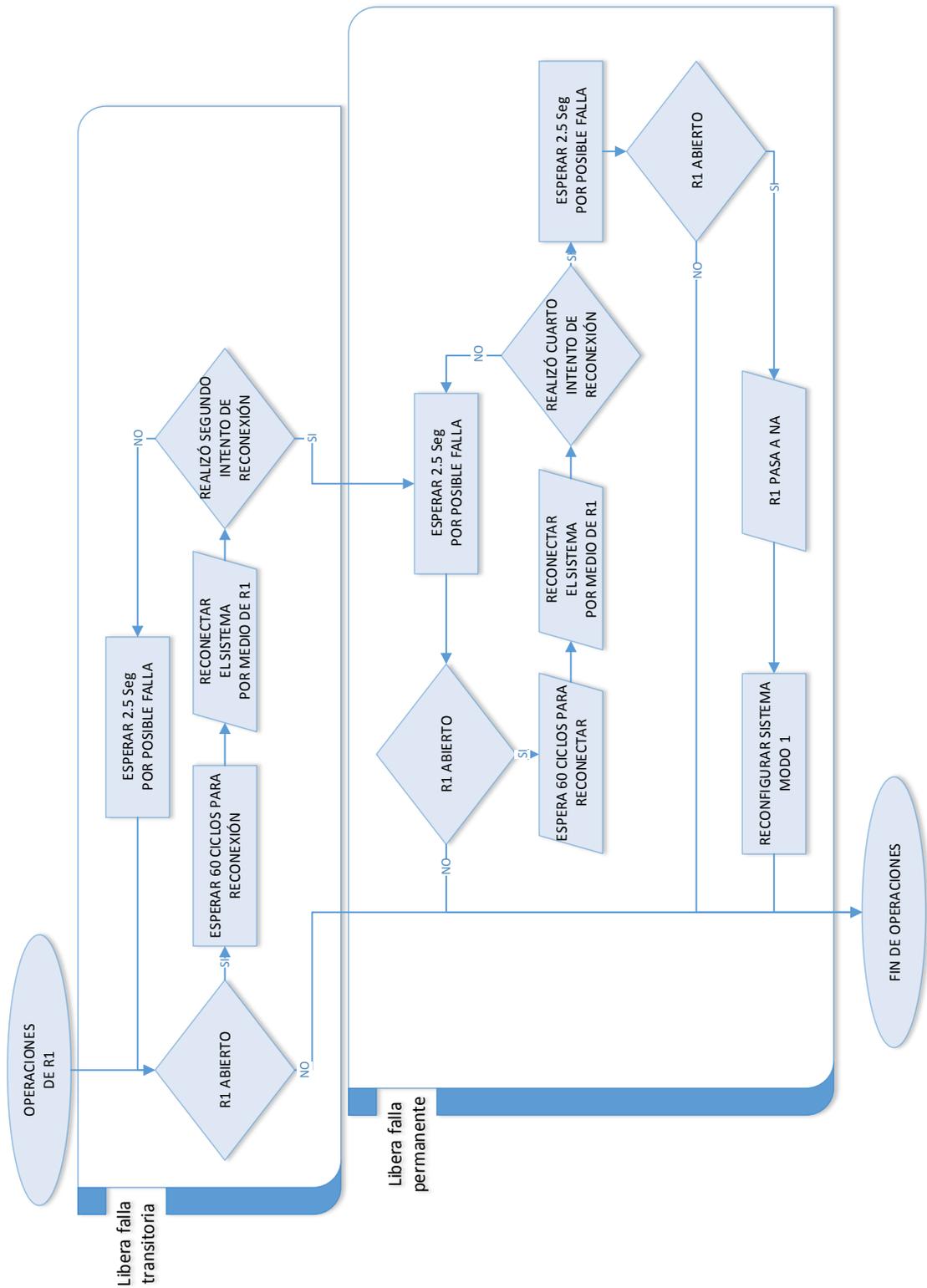
Flujograma que presenta los protocolos de automatización, en el caso de que se presente una falla aguas abajo de R2 en el sistema 1.



NOTA: Se puede usar este flujograma en caso de presentarse una falla aguas abajo de R2 del sistema 2, considerando simplemente la nomenclatura de equipos de protección.

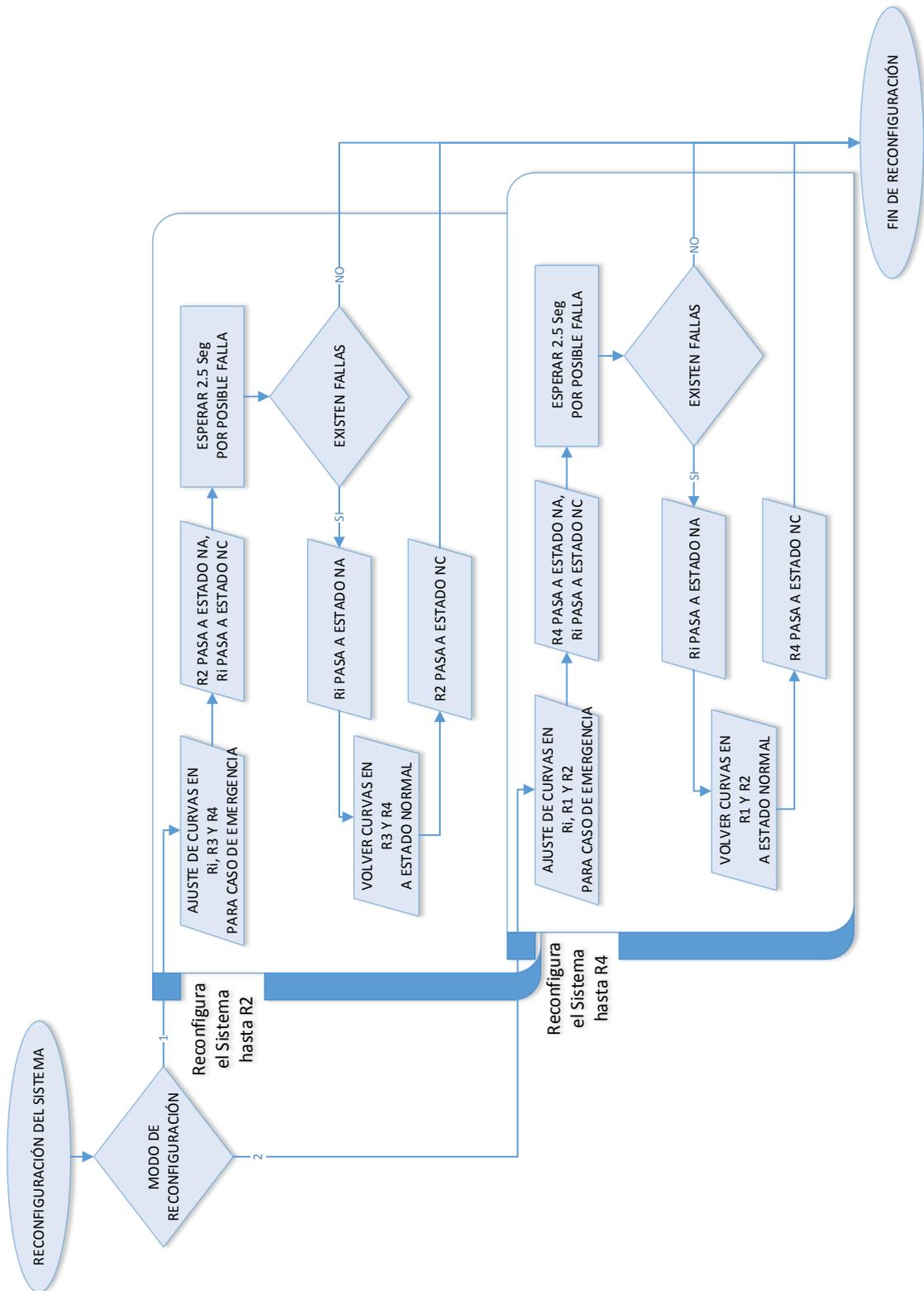
Anexo 2

Flujogramas correspondientes a los protocolos de automatización, en caso de que se presente una falla aguas abajo del R1 en el sistema 1.



Anexo 3

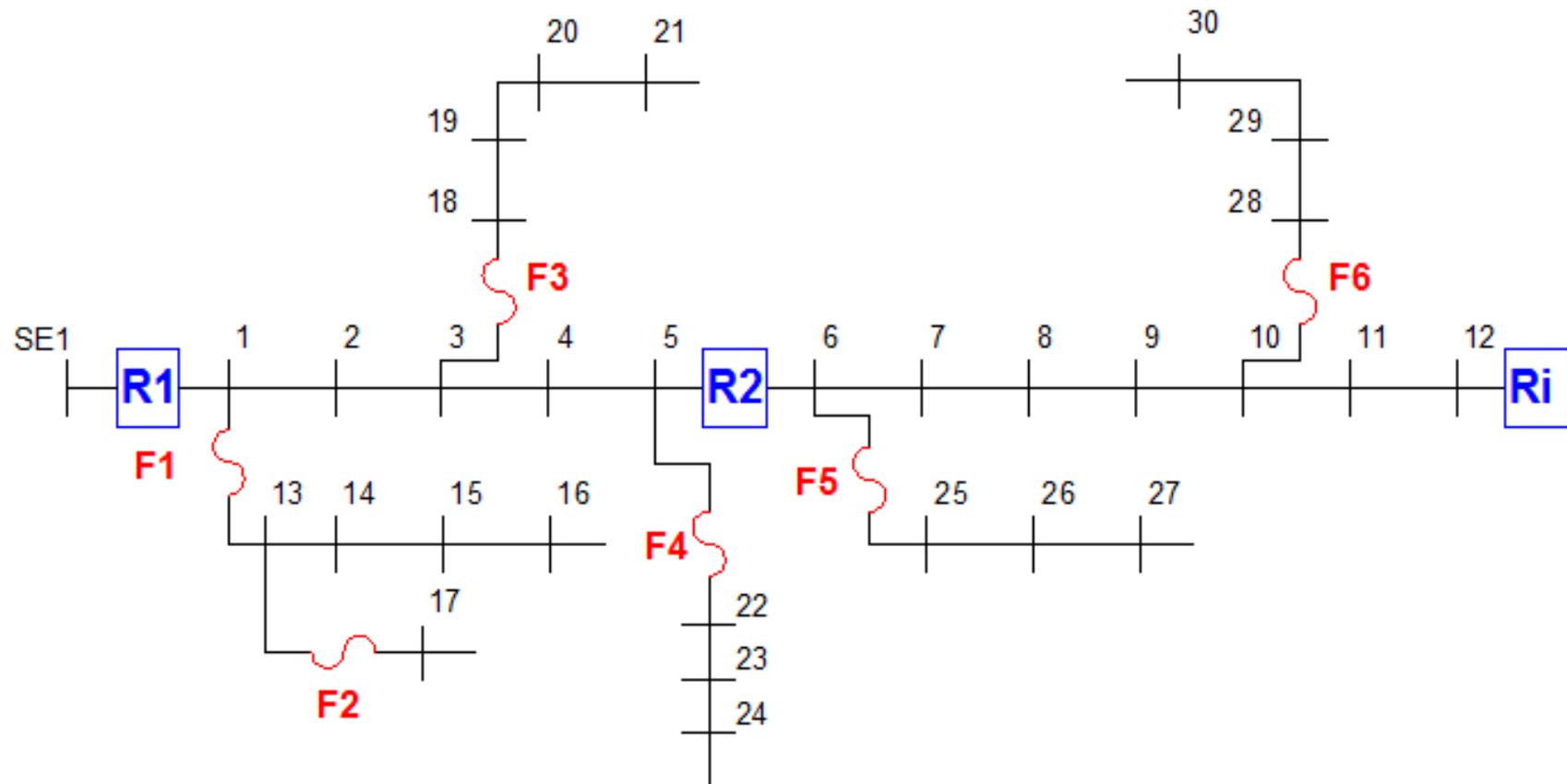
Flujogramas correspondientes a los protocolos de automatización, en caso de una reconfiguración del sistema.



NOTA: Se puede usar este flujograma en caso de presentarse una falla aguas abajo de R1 del sistema 2, considerando simplemente la nomenclatura de equipos de protección.

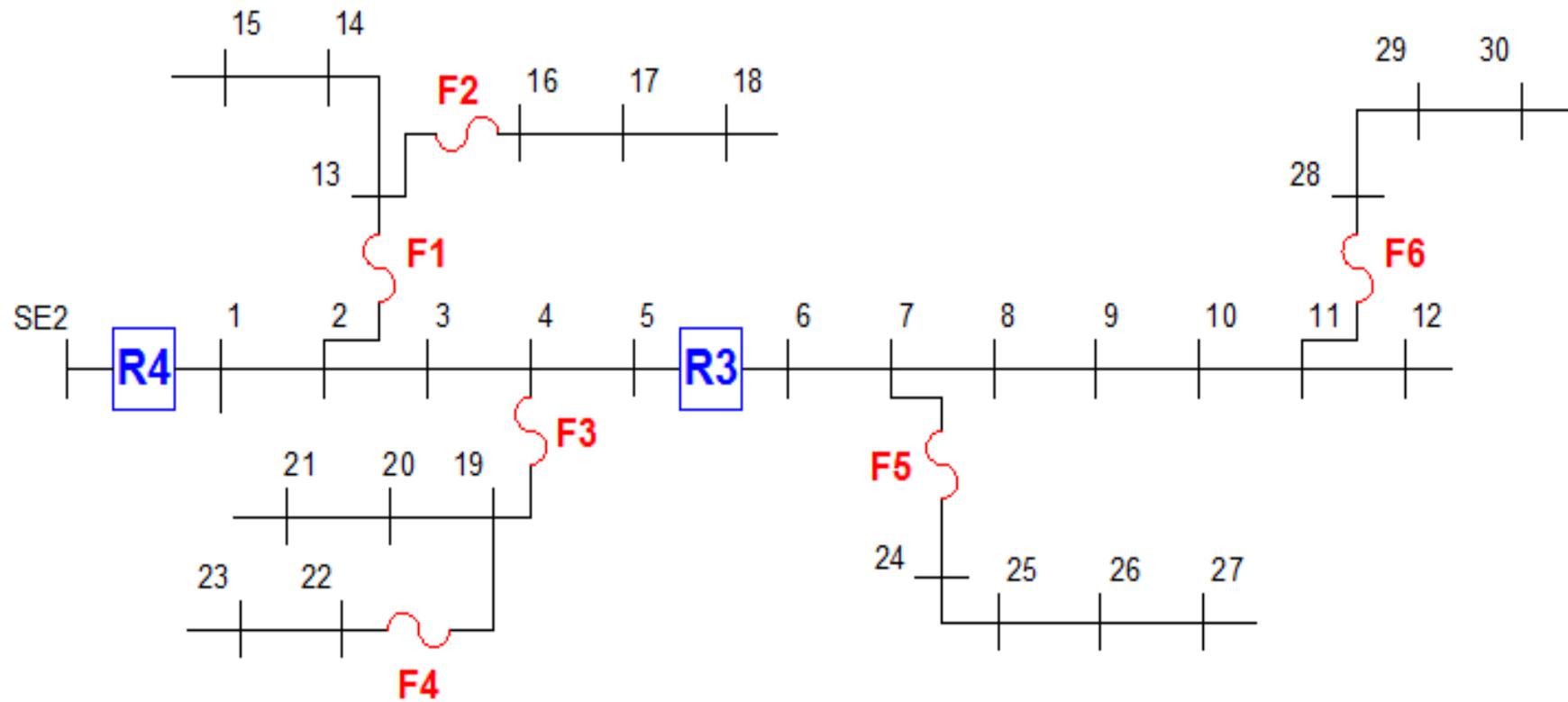
Anexo 4

Sistema 1, distribución de nodos y equipos de protección.



Anexo 5

Sistema 2, distribución de nodos y equipos de protección.



Anexo 6

Sistema 2 con transferencia de carga, cuando ocurre una falla aguas debajo de R1 del sistema 1.

