



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Implementación de un Esquema de
Protecciones de Sobrecorriente entre
Relevador-Restaurador-Restaurador con
Automatismo y Comunicación en un
Sistema de Distribución**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERIA ELECTRICA**

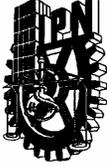
P R E S E N T A:

José Javier Tenorio Huertas



MÉXICO D.F

DICIEMBRE 2007



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:30 horas del día 3 del mes de diciembre del 2007 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“IMPLEMENTACIÓN DE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ENTRE RELEVADOR-RESTAURADOR-RESTAURADOR CON AUTOMATISMO Y COMUNICACIÓN EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.”

Presentada por el alumno:

TENORIO Apellido paterno	HUERTAS materno	JOSÉ JAVIER nombre(s)
Con registro:		
A	0	5
0	1	3
		4

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Presidente

DR. RICARDO MOTA PALOMINO

Segundo Vocal

M. EN C. RAÚL MÉNDEZ ALBORES

Tercer Vocal

M. EN C. LUIS GUILLERMO ESPINOZA MENDOZA

Secretario

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Suplente

M. EN C. TOMÁS I. ASAÍN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLÉS GARCÍA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D.F., el día 4 del mes de diciembre del año 2007, el que suscribe Tenorio Huertas José Javier, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A050134, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar y cede los derechos del trabajo titulado Implementación de un Esquema de Protecciones de Sobrecorriente entre Relevador-Restaurador-Restaurador con Automatismo y Comunicación en un Sistema de Distribución, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de Investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección itenorioh@tutopia.com y/o dsebasti@ipn.mx. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

José Javier Tenorio Huertas

RESUMEN

Esta tesis describe la aplicación de dispositivos de protección microprocesados, con capacidades de comunicación, en la protección de redes de distribución en lazo; se utiliza comunicación por radiofrecuencia por su economía y confiabilidad actual.

Haciendo uso de la inteligencia distribuida se establece el denominado esquema automático de protección. Para ello se utiliza la lógica interna del equipo microprocesado y su protocolo propietario, el cual permite intercambiar 8 bits de datos entre restauradores adyacentes. Dicho esquema, aísla automáticamente las secciones con falla y reenergiza las secciones no falladas después de un cierto número de operaciones de recierre. Previendo la posibilidad de la pérdida del canal de comunicación, antes, durante o posterior a la operación del esquema, se configuró un sistema de protección tradicional (relevador - restaurador) que permita proteger a la red de distribución ante tal situación.

Finalmente, el esquema automático de protección se implementa en dos redes de distribución en lazo a nivel de laboratorio y aún cuando para cada red se dispone físicamente de tres relevadores, los resultados obtenidos demuestran que con la lógica usada es posible aplicar automatización en la red de distribución de manera que se disminuya el tiempo de interrupción del servicio eléctrico del usuario final, cuando ocurren fallas de cortocircuito en la red. Dado que mejora notablemente la confiabilidad de suministro de energía eléctrica, este esquema es económicamente atractivo para ser usado no sólo en redes de distribución nuevas sino en redes ya existentes.

ABSTRACT

This work describes the application of microprocessor based relays, with communication ability, in the protection of loop distribution networks; radiofrequency communication is selected due to its reliability and economy characteristics.

An automatic protection scheme is developed, based on the distributed intelligence approach, using the microprocessor equipment's internal logic and its property protocol, which enables interchanging 8-bit data between neighboring reclosers. This scheme automatically isolates the faulted sections, and reconnects the healthy ones after a given number of reclosing operations. In case of losing a communication channel, before, during or after the operation of the scheme, the scheme settings are tuned according to traditional (relay-recloser) protection scheme practices.

Finally, the automatic protection scheme is applied to two different loop distribution network laboratory systems, and it is demonstrated that, the proposed logic lets to apply Automation Distribution, which is able to decrease the final customer's interruption time, when a short circuit fault occurs, even when using only three reclosers. Since system reliability is importantly improved, the proposed scheme is economically attractive to be implemented not only in new distribution networks, but also in existing ones.

A mi esposa Elisa,
por su paciencia,
comprensión y amor.

A mis hijos Javier y Daniel,
por ser el alimento de mi alma

Los amo. Perdonen por el
tiempo que no les he
podido dedicar

¿Cuánto vive el hombre, por fin?
¿Vive mil años o uno solo?
¿Vive una semana o varios siglos?
¿Por cuánto tiempo muere el hombre?
¿Qué quiere decir para siempre?

Pablo Neruda

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

Este ha sido un proyecto muy importante en mi vida, ahora que termina siento una imperiosa necesidad por agradecer.

Este proyecto representó un verdadero trabajo en equipo. Este equipo ha sido conformado por un área familiar, una laboral y otra escolar; me parece, que no exagero al decir que sin la participación de alguna de ellas, este trabajo no hubiese podido ser. Me complace el haber cumplido con la parte que me correspondía.

Agradezco a dios. Se lo dedico a mi pequeña gran familia, fuente de mis deseos de superación; a mi madre la Sra. Isabel Huertas. Nuevamente, a Elisa, Javier y Daniel. A Olga, Juan, Armando, Fatima y Judith. También, con dedicatoria a la familia Huertas Santana. Gracias a todos por estar siempre a mi lado.

Deseo agradecer la valiosa participación de Raúl Méndez Albores, Guillermo M. Alfonsín, Yolanda Isidro, Felix Bravo y Alberto Campos.

A mis compañeros del área de Estudios del Laboratorio de Luz y Fuerza del Centro, quienes nunca me escatimaron su apoyo. Con dedicatoria para: M. Angel Méndez, Luis Ortiz, Mario Gamez, Javier Correa, José M. Santiago, Lucio P. Salas, Susanne M. Rios, Gabriel Romero, Alfonso Lechuga, Yael Rosas, Adriana Saldierna, Hugo Vargas y Elbert Zaleta. Agradezco la disposición de J. Ramón Vite, para la elaboración de los dibujos de esta tesis.

Este trabajo está dedicado a la memoria de un pueblo y su lucha, que ha permitido la existencia de espacios en los cuales sus hijos se sigan preparando con la intención de ser un poco más libres cada día. Agradezco al Sindicato Mexicano de Electricistas, en especial a Pipino Cuevas, Rolando Moreno, Fernando Cárdenas, Alfredo Soto, Jaime Novoa y Francisco Cordero.

Quiero dedicar este trabajo a aquellas almas rebeldes, quienes saben evadir la ilusión de la comodidad, siempre en busca de nuevos retos, siempre en busca de su verdad; a todos mis compañeros y amigos de la sección de posgrado, en especial a Concepción Ortiz, David Villarreal, C. Uriel Castro, Javier Torres, Mario A. García, Juan C. Martínez, Leticia García y Antonio

Doy gracias a mis profesores por brindarme la semilla que algún día me tocará cultivar, de todos ellos me llevo una parte de su personalidad y debo aceptar que no la regresaré: M en C Arturo Galán, Dr. David Romero, Dr. Ricardo Mota, Dr. Daniel Olguin, M en C G. E Harper y al Dr. David Sebastián.

Agradezco los comentarios y sugerencias de los revisores y sinodales de esta tesis, en especial al M en C Guillermo Espinoza por su gentil participación.

Agradezco al Dr David Sebastián por la dirección de esta tesis y por todo el apoyo que me brindo para poder llevar a cabo mi labor.

Por su gran valor humano, reitero mi agradecimiento a : Mario Gamez P., Felix Bravo C y Raúl Méndez A.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

Aprovecho esta oportunidad para agradecer al M en C Raúl Méndez Albores la amistad y la ayuda desinteresada que me ha ofrecido.

Maestro!!!, no tengo como pagar....de hecho, este trabajo es un intento por hacerlo.

Gracias.

CONTENIDO

RESUMEN	Página
ABSTRACT	<i>iV</i>
DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS	<i>V</i>
CONTENIDO	<i>Vi</i>
ÍNDICE DE FIGURAS	<i>iX</i>
ÍNDICE DE TABLAS	<i>Xiii</i>
GLOSARIO	<i>XVi</i>
	<i>XVii</i>

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1	Introducción.	1
1.2	Antecedentes.	2
1.3	Objetivo.	2
1.4	Justificación.	3
1.5	Limitaciones y alcances.	3
1.6	Estructura de la Tesis.	4

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN LAZO

2.1	Introducción.	5
2.2	La confiabilidad en el suministro eléctrico.	6
2.3	Arquitecturas de la red.	7
2.3.1	El arreglo en anillo.	8
2.3.2	El arreglo en lazo.	9
2.3.3	La selección del arreglo ideal.	9
2.4	La evolución de la automatización y su aplicación al arreglo en lazo Abierto.	10
2.4.1	El control de la automatización.	12
2.4.1.1	El sistema convencional: Inteligencia distribuida sin comunicación.	12
2.4.1.2	Inteligencia centralizada: control remoto.	14
2.4.1.3	Inteligencia distribuida: utilizando comunicación.	15
2.4.1.4	La automatización en redes multifuente.	16

CAPÍTULO 3: ESQUEMAS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

3.1	Introducción.	18
-----	---------------	----

3.2	Consideraciones básicas en la protección por sobrecorriente.	19
3.2.1	Tipos de fallas en sistemas de distribución.	19
3.2.2	Valores de falla mínimos y máximos.	19
3.2.3	Impedancia de falla.	20
3.2.4	Aterrizamiento del sistema.	22
3.2.5	Elementos de protección según la naturaleza de la falla.	22
3.3	Esquemas y equipos de protección por sobrecorriente.	24
3.3.1	Relevadores.	25
3.3.1.1	Esquema de protección por relevadores.	26
3.3.1.2	Parámetros de ajuste.	26
3.3.2	Restauradores .	30
3.4	Principios básicos para la coordinación de protecciones.	32

CAPÍTULO 4 ESQUEMAS DE COMUNICACIÓN

4.1	Introducción.	34
4.2	Los elementos de un sistema de comunicación.	35
4.2.1	Conceptos básicos.	35
4.2.2	Los conceptos básicos aplicados a sistemas SCADA y AD.	36
4.2.2.1	Unidad maestra.	37
4.2.2.2	Unidad terminal remota.	37
4.2.2.3	Medio de comunicación.	38
4.2.2.3.1	Sistema Carrier.	38
4.2.2.3.2	Vía satélite.	38
4.2.2.3.3	Fibra óptica.	38
4.2.2.3.4	Red de telefonía pública e hilo piloto.	39
4.2.2.3.5	Radiocomunicación.	39
4.2.2.4	Protocolos de comunicación.	40

CAPÍTULO 5 IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CON AUTOMATISMO Y COMUNICACIÓN

5.1	Introducción.	44
5.2	Consideraciones.	45
5.2.1	Redes de distribución a utilizar	45
5.2.2	Lógicas usadas por el esquema automático de protección	47
5.2.3	Diagrama de flujo	48
5.3	Caso 1: Arreglo en lazo con tres restauradores.	49
5.3.1	Ajustes y coordinación de protecciones.	49
5.3.1.1	Coordinación de protecciones ante una condición normal (RB abierto).	52
5.3.1.2	Coordinación de protecciones ante una condición	

especial (RC abierto, RB cerrado).	53
5.3.2 Implementación de la AD en un esquema de 5 elementos.	55
5.3.2.1 Falla permanente en la sección S3 (o S2).	56
5.3.2.2 Falla permanente en la sección S4 (o S1).	57
5.4 Caso 2: Arreglo en lazo con cinco restauradores.	61
5.4.1 Implementación de la AD en un esquema de 7 elementos.	61
5.4 Falla permanente en la sección S5 (o S6).	62
5.5 Conclusiones	66

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones generales.	68
6.2 Aportaciones de la tesis.	69
6.3 Sugerencias para trabajos futuros.	69

REFERENCIAS 70

APÉNDICE A LÓGICAS DE OPERACIÓN USADAS POR EL ESQUEMA AUTOMÁTICO DE PROTECCIÓN

A.1 Consideraciones.	74
A.2 Ecuaciones de control	74
A.3 Definición de los bits utilizados en las lógicas del esquema automático	76
A.3.1 Relay Word bits usados por el esquema automático	76
A.3.2 Lógicas de sello	78
A.4 Protocolo de comunicaciones.	79
A.5 Descripción de las lógicas del esquema automático	80
A.5.1 Lógica 1: Lógica de encendido/apagado del esquema.	81
A.5.1 Encendido del esquema	81
A.5.2 Apagado del esquema	83
A.5.2 Lógica 2: Lógica de inicio del esquema por contingencia	84
A.5.1. Lógica 2a. Lógica de pérdida de potencial	84
A.5.2. Lógica 2b. Lógica de cortocircuito	85
A.5.3. Lógica 3: Lógica de seccionamiento	87
A.5.4. Lógica 4: Lógica de cierre del restaurador normalmente abierto	88
A.5.4.1. Lógica 4a1: Lógica de ECO por cortocircuito	88
A.5.4.2. Lógica 4a2: Lógica de ECO por pérdida de potencial	89
A.5.4.3. Lógica 4ab: Lógica de cierre	90
A.5.5. Lógica 5: Lógica de evento	91
A.5.6. Lógica 6: Lógica de simulador de interruptor	91
A.5.7. Resumen de las lógicas del esquema automático	92

**APÉNDICE B AJUSTES DE LAS EQUIPOS DE RADIOFRECUENCIA Y
DE LAS ECUACIONES DE CONTROL DE LOS
DISPOSITIVOS MICROPROCESADOS**

B.1	Consideraciones	93
B.2	Ajustes de los equipos de radiofrecuencia	93
B.3	Ajustes de las ecuaciones de control de los equipos microprocesador	95

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1:	Arquitecturas usadas en arreglos de lazo o anillo.	8
Figura 2.2:	Definición de los elementos que constituyen el arreglo en lazo.	13
Figura 2.3:	Elementos utilizados en el control remoto.	15
Figura 2.4:	Red con comunicación para inhibir la transferencia de carga	16

CAPÍTULO 3

Figura 3.1:	Tiempos de operación de relevadores de sobrecorriente con características inversa.	19
Figura 3.2:	Representación de la impedancia de falla.	21
Figura 3.3:	Ciclo de recierre.	24
Figura 3.4:	Características de los relevadores de sobrecorriente.	25
Figura 3.5:	Combinación de los relevadores de fase y de cierre.	26
Figura 3.6:	Curvas de tiempo inverso.	28

CAPÍTULO 4

Figura 4.1:	Enlaces necesarios para comunicar "N" usuarios.	35
Figura 4.2:	Comunicación entre UTR y restaurador.	37
Figura 4.3:	Típico sistema multidirección con radio UHF.	40
Figura 4.4:	Estratos del sistema OSI(Open System Interconnected).	41
Figura 4.5:	Ambiente de protocolos propietarios a protocolos abiertos.	43
Figura 4.6:	Cronología de los protocolos de comunicación.	43

CAPÍTULO 5

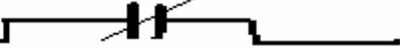
Figura 5.1:	Redes de distribución en lazo; (a) de 5 elementos, (b) de 7 elementos	46
Figura 5.2:	Lógicas usadas por los equipos de la red de 7 elementos	48
Figura 5.3:	Diagrama de flujo con la operación de las lógicas del esquema automático de protección.	49
Figura 5.4:	Transferencias de cargas con valores máximos en ambos alimentadores	50
Figura 5.5:	Circuito completo del esquema en lazo con tres restauradores	51
Figura 5.6:	Curvas de coordinación de protecciones del alimentador 1, para fallas trifásicas y de fase a tierra ante una coordinación normal (RB abierto).	52
Figura 5.7:	Curvas de coordinación de protecciones del alimentador 1, para fallas trifásicas y de fase a tierra ante una condición especial (RC abierto, RB cerrado).	53
Figura 5.8:	Red de distribución en lazo de cinco elementos.	55

Figura 5.9:	Encendido del esquema	56
Figura 5.10:	Comportamiento del esquema ante falla transitoria en la sección 3.	56
Figura 5.11:	Comportamiento del esquema ante falla permanente en la sección 3.	57
Figura 5.12:	Evento de la pérdida de potencial detectada por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1).	57
Figura 5.13:	Comportamiento del esquema ante falla permanente en la sección S4.	58
Figura 5.14:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección 4 (caso 1).	58
Figura 5.15:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador de transferencia RB , ante una falla permanente en la sección 4 (caso 1).	59
Figura 5.16:	Secuencia de apagado del esquema ante la pérdida de potencial en la sección 4.	60
Figura 5.17:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RA, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1).	60
Figura 5.18:	Distribución de las lógicas del esquema automático en la red en lazo de 7 elementos	61
Figura 5.19:	Evento del ciclo de recierre (tres intentos; 2, 2, 3 ciclos), detectado por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).	62
Figura 5.20:	Secuencia de eventos del ciclo de recierre, detectado por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).	62
Figura 5.21:	Secuencia de eventos al presentarse una falla permanente en la sección S5	63
Figura 5.22:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).	64
Figura 5.23:	Estado que guarda el restaurador RE después de haber recibido la señal RMB1A.	64
Figura 5.24:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador de seccionamiento RE, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).	65
Figura 5.25:	Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RB, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).	61

APÉNDICE A

Figura A.1:	Comportamiento del elemento de sobrecorriente 51P; a) con flanco ascendente y b) con flanco descendente	76
Figura A.2:	Bits asociados a la lógica de sello	78
Figura A.3:	Representación de la comunicación relevador a relevador	79

Figura A.4:	Elementos para la comunicación en la red en lazo de 7 elementos: a) Frontal del dispositivo microprocesado, b) Red parcial de 7 elementos; c) Circuito de comunicación	80
Figura A.5:	Lógica 1: Lógica de prendido/apagado del esquema.	81
Figura A.6:	Secuencia para encender el esquema: a) Frontal del dispositivo microprocesado, b) Lógica involucrada en el encendido, c) Dirección de la comunicación.	82
Figura A.7:	Secuencia para apagar el esquema: a) Lógica para apagar el esquema, b) dirección de la comunicación	83
Figura A.8:	Secuencia de operación de la lógica 2a: a) punto de falla, b) Lógica de pérdida de potencial (Lógica 2a), c) Dirección de la comunicación.	85
Figura A.9:	Secuencia de operación de la lógica 2b: a) punto de falla, b) Lógica de cortocircuito (lógica 2b), c) Dirección de la comunicación.	86
Figura A.10:	Secuencia de operación de la Lógica 3: a) Lógica de seccionamiento, b) Dirección de la comunicación, c) Estado que guardan los restauradores.	87
Figura A.11:	Secuencia de operación de la lógica 4a1: a) Lógica de ECO por cortocircuito, b) dirección de la comunicación	89
Figura A.12:	Secuencia de operación de la lógica 4a2: a) Lógica de ECO por pérdida de potencial, b) dirección de la comunicación	89
Figura A.13:	Secuencia de operación de la lógica 4b: a) Lógica de cierre, b) dirección de la comunicación	90
Figura A.14:	Lógica 5: Lógica de evento.	91
Figura A.15:	Lógica 6: Lógica de simulador de interruptor.	91



ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO 5

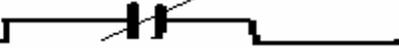
Tabla 5.1:	Bits involucrados en las lógicas del esquema automático de protección	47
Tabla 5.2:	Tiempos de operación e intervalos de tiempos de coordinación para fallas trifásicas, en el alimentador 1, en condiciones normales de operación (RC-abierto).	53
Tabla 5.3:	Tiempos de operación e intervalos de tiempos de coordinación para fallas monofásicas, en el alimentador 1, en condiciones normales de operación (RC-abierto).	53
Tabla 5.4:	Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas trifásicas, en el alimentador 1, en condiciones especiales de operación (RC-abierto, RB-cerrado).	54
Tabla 5.5:	Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas monofásicas, en el alimentador 1, en condiciones especiales de operación (RC-abierto, RB-cerrado).	55
Tabla 5.6:	Tiempos comparativos de transferencia y seccionamiento en las redes de distribución	66

APÉNDICE A

Tabla A.1:	Operadores de ecuaciones de control (se indican en orden de prioridad de ejecución)	75
Tabla A.2:	Definición de los Relay Word bit utilizados en las lógicas del esquema automático	77
Tabla A.2:	Definición de los bits asociados a las lógicas de sello	79
Tabla A.4:	Bits involucrados en las lógicas del esquema automático de Protección	92

APÉNDICE B

Tabla B.1:	Ajustes para configurar a los equipos de radiofrecuencia	94
Tabla B.2:	Ajustes para configurar el puerto de comunicaciones de los relevadores	95
Tabla B.3:	Ajustes de las ecuaciones de control usadas por el esquema automático	96



GLOSARIO

Nomenclatura

R1...Rn.- Restaurador

S1...Sn.- Seccionalizador

F1...Fn.- Fuente de alimentación (Subestación eléctrica)

Zf.- Impedancia de falla

52.- Función asignada a un interruptor (conforme a la nomenclatura IEEE)

79.- Función asignada a un recierre de interruptor (conforme a la nomenclatura IEEE)

50.- Función asignada a un elemento de sobrecorriente instantáneo (de fase -50F-, o de tierra -50N-) (conforme a la nomenclatura IEEE)

Abreviaciones

TAP.- Umbral del valor de la corriente que provoca operación de un relevador.

DIAL.- Tiempo de retraso aplicado, posterior a que se supera el umbral de corriente

kTC.- Relación de transformación de transformadores de corriente

Icc.- Corriente de cortocircuito (monofásica 1 ϕ y trifásica 3 ϕ)

Inom.- Valor de la corriente nominal.

FSC.- Factor de sobrecarga

DEI.- Dispositivo Electrónico Inteligente

MSD.- Manejo del Sistema de Distribución

SCADA.- Sistema de Adquisición de Datos (por sus siglas en el inglés)

AD.- Automatización en distribución

LAN.- Red de Área Local (del inglés: Local Area Network)

MAN.- Red de Área Metropolitana (del inglés: Metropolitan Area Network)

UTR.- Unidad Terminal Remota

ISO.-Organización de estandarización internacional (del inglés: International System Interconnected)

OSI.-Protocolo de comunicaciones abierto (del inglés: Open System Interconnected)

CPU.- Módulo de procesamiento de información (del inglés: Central Processing Unit)

GPS.- Posicionador satelital (del inglés: Global Position System)

PLC.- Controlador lógico programable (del inglés: Programmable Logic Controllers)

UCA.- Protocolo de comunicaciones (del inglés: Utility Communications Architecture)

MODBUS.-Protocolo de comunicaciones.

DNP.- Protocolo de comunicaciones (del inglés: Distributed Network Protocol)

EPRI.- Organismo de investigación (del inglés: Electric Power Research Institute)

IEC 870-5.-Protocolo que se aplica a equipos y sistemas de control.

IEC61850.- Estándar desarrollado para protocolos abiertos.

UHF.- Gama de frecuencia UHF

VHF.- Gama de frecuencia VHF

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución se diseñan con un nivel de confiabilidad de tal manera que el riesgo de falla sea pequeño, sin embargo, cuando se presentan contingencias se debe restablecer el servicio en el menor tiempo posible, disminuyendo así el tiempo de interrupción por usuario (TIU) y mejorando el índice de confiabilidad y calidad del suministro eléctrico.

En la historia del suministro de energía eléctrica, la preocupación por mantener la continuidad de este servicio ha sido una constante; la evolución en cuanto a la naturaleza de la carga que se alimenta, ha marcado la pauta. Hoy en día, sigue en aumento la exigencia del consumidor por calidad y cantidad de energía eléctrica, por lo que la intolerancia a la interrupción del suministro sigue creciendo.

Durante décadas se han implementado, y aún en la actualidad se siguen aplicando, criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente, sobre todo, en sistemas radiales, para enfrentar la exigencia del usuario. En la actualidad, es evidente la necesidad de modernizar el sistema de distribución convencional y los esquemas de protección asociados que permitan mejorar los tiempos de restablecimiento de aquellos usuarios que han sido afectados por la liberación de una falla en algún punto de la red de distribución.

El continuo avance de la tecnología en los relevadores digitales, ha permitido seguir aplicando las funciones tradicionales de protección y adicionalmente las funciones de recierre, funciones de medición y lógica programable con múltiples grupos de ajuste que permiten cambiar esquemas de protección de distribución y reconfiguraciones del sistema, entre otras bondades, sin embargo su alto potencial no está siendo utilizado en plenitud.

Ha sido una práctica común utilizar los esquemas de protección con diversos medios de comunicación en los sistemas de transmisión, sin embargo, en la actualidad los sistemas de comunicación deben ser aplicados a las redes de distribución, siempre que se justifiquen económicamente.

Existen varias formas de fortalecer a los alimentadores primarios del sistema radial convencional. El esquema en lazo es uno de ellos y su potencial aumenta cuando se le agrega automatización de la protección

Entonces, el conjugar las bondades actuales de los dispositivos de protección con los sistemas de comunicación, permiten automatizar la protección de una red de distribución en lazo.

1.2 ANTECEDENTES

El esquema en lazo no es reciente, y por tanto ha tenido su evolución, existen registros que datan de 1966 que muestran que en sus inicios se implementó con interruptores como medio de seccionamiento, relevadores electromecánicos como protección e hilo piloto como comunicación. Este, debió ser un esquema muy caro aplicado a la red de distribución. Desde entonces, ya se preveía que una mayor investigación en seccionadores mejoraría su desempeño.

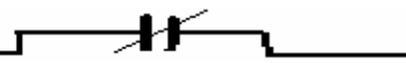
Con la aparición de restauradores hidráulicos, estos equipos se aplicaron a dicha red. Se utilizó la pérdida de potencial como señal para iniciar la secuencia de apertura y cierre de los seccionadores involucrados a efecto de aislar el área con falla y mantener la continuidad de servicio de los demás clientes. Para llevar a cabo dicha tarea, el esquema, no necesitó del factor humano por lo que el término “automático” se cumplía en su totalidad.

El equipo de seccionamiento siguió evolucionando, aparecieron controles a base de microprocesadores y se utilizó el sistema SCADA para llevar a cabo el seccionamiento de manera remota y desde un control central.

En la actualidad existen varios medios de comunicación que se aplican a la red de distribución, dentro de los cuales la fibra óptica representa una alternativa importante, sin embargo, económicamente no es sustentable por lo que en este trabajo se utilizará radiofrecuencia. No sólo se pretende proponerlo para sistemas nuevos, sino también en sistemas ya existentes, donde cualquier otro medio de comunicación implicaría un esquema de protección verdaderamente costoso.

1.3 OBJETIVO

El presente trabajo tiene el propósito de implementar un esquema de protección aplicado a un sistema en lazo y dos fuentes de alimentación diferentes, utilizando un sistema de comunicación por radio entre relevador-restaurador-restaurador y automatización de recierres, que permita ofrecer un método de restauración de carga de aquellos usuarios que no son afectados directamente por la falla, pero que son alimentados por el mismo circuito y de esta manera mejorar la continuidad de suministro de energía eléctrica.



1.4 JUSTIFICACIÓN

Aún cuando los esquemas de protección tradicionales siguen siendo usados, es necesario implementar nuevos esquemas que aprovechen todas las ventajas de las protecciones digitales actuales, de manera que se cubran y prevean las exigencias de un número, cada vez mayor de consumidores.

Aunque no existe en el país un marco regulatorio legal que exija a las compañías suministradoras mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, es necesario adelantarse a los sucesos y comenzar por crear estrategias y metodologías que se encaminen a satisfacer estas demandas de calidad.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES

Debido a las prácticas de protección, el esquema en lazo generalmente se constituye de hasta siete elementos de seccionamiento, dos de los cuales son relevadores ubicados en las fuentes de alimentación (subestaciones eléctricas) y sus demás elementos son restauradores. Dado que se utilizará un sistema de comunicación, es necesario que todos los equipos de control sean microprocesados. Bajo estas circunstancias, la magnitud de corriente y la pérdida de potencial, son las señales que inician el proceso de apertura y cierre del equipo de seccionamiento a efecto de liberar la falla y restablecer a la mayor cantidad de usuarios.

La implementación práctica, se describe en el capítulo 5, es un trabajo de laboratorio y está limitada por el número de equipo disponible; en este caso la disponibilidad es de tres relevadores microprocesados con capacidad de recierre y, se hace lo necesario a efecto de simular la operación de restauradores. También se cuenta con 4 radios en banda UHF, propios para instalarse en dichos relevadores.

El objetivo, de este trabajo práctico, se desarrolló en dos casos. En cada uno de ellos, el equipo disponible se adecuó a la red de distribución (se considera que no existe comunicación entre los relevadores de la subestación y los restauradores más cercanos a esta), con la intención de que todas las lógicas (descritas en el apéndice A) tuvieran participación y se pudiera mostrar la eficacia del esquema.

- En el primer caso, se considera un esquema en lazo de cinco elementos, donde la pérdida de potencial será la señal que inicie el proceso de seccionamiento y transferencia a efecto de reducir el número de usuarios de la red, sin energía. Aunque el esquema no discrimina entre falla de cortocircuito y pérdida de subestación, en la operación de las lógicas estará implícita la idea de falla por magnitud de corriente.
- En el segundo caso, se utiliza un esquema en lazo de siete elementos, la señal que inicia el proceso de apertura y cierre de equipo serán los elementos de sobrecorriente ante una falla entre dos restauradores en serie.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En este capítulo 1, se establece el marco teórico del tema que se abordará a lo largo de esta tesis y de manera breve se describe el planteamiento del trabajo de laboratorio.

El capítulo 2 aborda la evolución de la automatización de la protección sobre la red de distribución en lazo. Su pasado, al implementarse con relevadores electromecánicos e hilo piloto, su presente al aplicársele control remoto a través del SCADA y la flexibilidad de la automatización en distribución. Y la manera en que esta red ha permitido vislumbrar que en el futuro cercano se pueda llegar a las redes “inteligentes”.

Debido al gran uso que ha tenido la protección de sobrecorriente, se han desarrollado procedimientos de aplicación, las cuales son reglas que facilitan su empleo. Uno de los inconvenientes es que con el paso del tiempo los conceptos con los que se erigieron dichas reglas se olvidan. En el capítulo 3 se presenta una revisión de los conceptos a considerar para la aplicación de la protección por sobrecorriente

En el capítulo 4 se describe de manera breve los conceptos básicos de la transmisión de datos, también se lleva a cabo una revisión de los medios y protocolos de comunicación, actualmente más usados, en las redes de distribución.

En el capítulo 5 se retoman los tres capítulos anteriores y, formalmente, se lleva a cabo la implementación práctica de la automatización de la protección a través de dos casos.

El capítulo 6 se establecen las conclusiones y las contribuciones de la tesis, así como las recomendaciones para realizar trabajos futuros

En el apéndice A, se presenta una breve descripción de las lógicas que componen el esquema de automatización.

Finalmente, en el apéndice B se incluyen los ajustes más representativos para la conexión de los equipos de radiofrecuencia con los relevadores y la distribución de las ecuaciones de control de la red en lazo de 5 y 7 elementos

CAPÍTULO 2

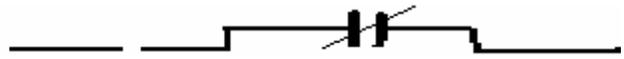
ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN LAZO

2.1 INTRODUCCIÓN

En la historia del suministro de energía eléctrica, la preocupación por mantener la continuidad de este servicio ha sido una constante y esto ha sido, sin duda alguna, porque la exigencia del consumidor por calidad y cantidad de energía ha ido en aumento; la evolución en cuanto a la naturaleza de la carga que se alimenta, ha marcado la pauta. Hoy en día, las computadoras y demás equipos electrónicos son fundamentales no sólo en la industria sino en la vida cotidiana de la población, por lo que la intolerancia a la interrupción del suministro de energía eléctrica sigue creciendo. Ante esta situación, la necesidad por actualizar el sistema de distribución convencional y los esquemas de protección asociados, siguen siendo una prioridad.

El sistema radial fue de uso pionero en la distribución de energía eléctrica, obtiene su nombre del hecho que los alimentadores primarios se extienden desde las subestaciones de distribución y se ramifican, llegando así a todos los lugares del área por servir [1]. El sistema de distribución es usualmente radial en diseño [2], fundamentalmente por su simplicidad y bajo costo (la cantidad de equipo de seccionamiento es pequeña y la protección por relevadores es simple). Sin embargo, la ausencia de la continuidad de servicio es su principal defecto, por ello los intentos por superar esta deficiencia han resultado en muchas formas y arreglos de este tipo de sistema [1,3]. Entonces, muchos sistemas de distribución están siendo actualizados de sistemas radiales para reducir interrupciones a los clientes y mejorar el servicio de suministro eléctrico.

Sin duda alguna que para mejorar la confiabilidad de suministro existen otras formas como el aumento de subestaciones, circuitos adicionales, mejorar los esquemas de mantenimiento, sustitución de conductor desnudo por aislado ó aún conductores subterráneos, incrementar el nivel de protección, el control remoto y la automatización, pero la cuestión económica está involucrada al momento de seleccionar. Es decir, el tipo de sistema elegido en cualquier situación, es una evaluación entre el valor de servicio mejorado y los costos (de operación y fijos) que este representa [3]. Ahora bien, independientemente de la elección se deben aplicar ciertos principios y características; el sistema de distribución debe proveer servicio con mínima variación de voltaje y mínima interrupción y cuando estas sucedan, deben ser de corta duración y afectar al menor número de usuarios.



Entonces, el actualizar el sistema de distribución significa, por un lado, que los alimentadores primarios deben ser fortalecidos; una alternativa es el uso del esquema en lazo, el cual básicamente consiste de dos fuentes de alimentación, dos alimentadores radiales y un equipo de seccionamiento de “amarre”, común, al final de los dos alimentadores. Por otro lado, también se reconoce la necesidad de dispositivos electrónicos inteligentes (DEI’s) que permitan tener sistemas de control y supervisión remota en los desconectores que integren la red. La combinación de estos dos conceptos junto con la tecnología de las comunicaciones ha permitido el desarrollo de otro de mayor amplitud que es la automatización en la red de distribución (AD).

El objetivo de este capítulo es mostrar el potencial que presenta el esquema en lazo abierto, una vez que se le implementa automatización de la protección a los equipos seccionadores que lo componen. Esta opción adoptada, para solucionar el problema de reducir el número de interrupciones experimentadas por los clientes del sistema de distribución, ha probado que representa una alternativa factible, eficiente y sobre todo económica, y se implementará en el capítulo 5 utilizando el medio de comunicación por radiofrecuencia, prácticamente sin incurrir en gastos significativos en redes ya existentes.

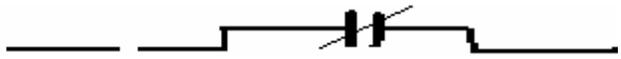
2.2 CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

El sistema de distribución del tipo radial, es el más comúnmente utilizado por las compañías suministradoras, sin embargo, es el que menor confiabilidad ofrece. Cuando suceden, las fallas puede involucrar el lado de alta o media tensión del sistema de distribución, la experiencia indica que la mayoría de esos eventos ocurren en los alimentadores primarios de media tensión y esto resulta una interrupción a muchos consumidores.

El tema de calidad de la energía es un tópico muy actual, entre todos los posibles disturbios que afectan dicha calidad de la energía en las empresas suministradoras (por ejemplo, variaciones de voltaje, frecuencia, armónicas, entre otras), es de particular interés la duración y severidad de las caídas de tensión y el tiempo de duración para restaurar el servicio después de una interrupción. Considerando que regularmente los clientes no distinguen entre interrupciones momentáneas y abatimientos de voltaje porque el resultado normalmente es el mismo [4], este trabajo se enfoca en mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico al reducir el tiempo de interrupción de aquellos clientes que no están directamente relacionados con el circuito con falla.

Sobre la base de confiabilidad y continuidad de servicio, tomando en cuenta las interrupciones momentáneas y de largo tiempo, el sistema de distribución en lazo por si solo, no tiene el primer lugar en orden de importancia, pero esta posición mejora considerablemente cuando se conjuga con automatización de la protección.

La razón principal para implementar la AD es la mejora en la confiabilidad. Aún cuando los índices de confiabilidad consideran una interrupción si el tiempo de pérdida



de suministro es mayor a 5 minutos [5], cuando la automatización utiliza inteligencia distribuida (la cuál se define posteriormente) y es aplicada en alimentadores de distribución, la restauración de segmentos no fallados generalmente ocurre en menos de un minuto

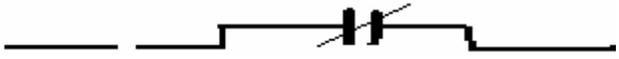
En general, se puede decir que hay dos métodos para el cálculo de índices de confiabilidad; la mayoría de las compañías los calculan basadas en el número de clientes afectados por interrupción y la duración de la interrupción, otro grupo se basa en la cantidad de carga que se pierde. La literatura indica que cuando se decide mejorar los índices de confiabilidad (por ejemplo, SAIDI) la automatización de alimentadores, es la manera menos costosa y casi siempre el camino más rápido para lograr el objetivo.

2.3 ARQUITECTURAS DE LA RED

Ocasionalmente la forma de un circuito en lazo es confundido con un circuito en anillo. En el sistema de transmisión, un lazo es un circuito que comienza desde un punto de suministro o bus, es llevado hacia varios puntos de carga y retornado al mismo punto o bus. Un anillo es un circuito o circuitos con varias fuentes de potencia de amarre [6]. En distribución, la diferencia básicamente radica en que el arreglo en lazo, los ramales son conectados en tap; dichos ramales son protegidos por fusibles o seccionadores, mientras que en el arreglo en anillo se colocan elementos de seccionamiento en ambos lados del punto de conexión del ramal y uno más protegiendo al ramal. Existen arreglos tanto en anillo cerrado o abierto, como en lazo cerrado o abierto.

En los arreglos abiertos las interrupciones de larga duración son reducidas a valores de minutos, sin embargo la calidad del suministro a los clientes no es resuelta porque no resuelve el problema de las interrupciones momentáneas [7], estos sistemas utilizan un punto normalmente abierto y esquemas de protección de sobrecorriente. Las alternativas actuales, como se verá mas adelante, para este tipo de arreglo es el control remoto con el uso de sistemas de control supervisorio y de adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) y sobre todo la AD. Con el desarrollo de interruptores de estado sólido y su aplicación en este tipo de arreglo, se mejora la calidad del servicio, por sus tiempos de operación del orden de 1 milisegundo [8,9].

En cambio, en los arreglos cerrados se mejora en gran medida ambos factores; la confiabilidad y la calidad de la energía en el de suministro [10,11]. En estos arreglos se aplica la protección de hilo piloto, en la actualidad haciendo uso de las nuevas generaciones de DEI's [12], porque el número de subestaciones secundarias conectadas al anillo, llega a ser tal, que no se puede obtener selectividad de tiempo con relevadores de sobrecorriente direccionales. Por el uso de este esquema de comunicación de hilo piloto, se le asocia con una red de transmisión.



Entonces, los arreglos cerrados proporcionan una mayor calidad de suministro que los arreglos abiertos. Sin embargo, los arreglos abiertos son más ampliamente usados porque son implementados usando desconectores de bajo costo, por tanto en la mayoría de las aplicaciones del lazo, este se opera normalmente abierto.

En la figura 2.1(a) a 2.1(d) se muestran tres ejemplos de arquitecturas posibles, utilizadas en arreglos de lazo o anillo cerrado. Para aplicarlos en anillo o lazo abierto, se requiere implementar un punto normalmente abierto (NA) como se muestra en la figura 2.1(e). La figura 2.1(b) describe al circuito cerrado alimentado por un solo transformador. La figura 2.1(c) describe al circuito cerrado alimentado por dos transformadores en una subestación. La figura 2.1(d) describe el circuito cerrado que es alimentado por dos transformadores en dos subestaciones. La figura 2.1(a) es equivalente a la figura 2.1(b); arreglo de anillo cerrado y la figura 2.1(e) es equivalente a la figura 2.1(d); arreglo de lazo abierto.

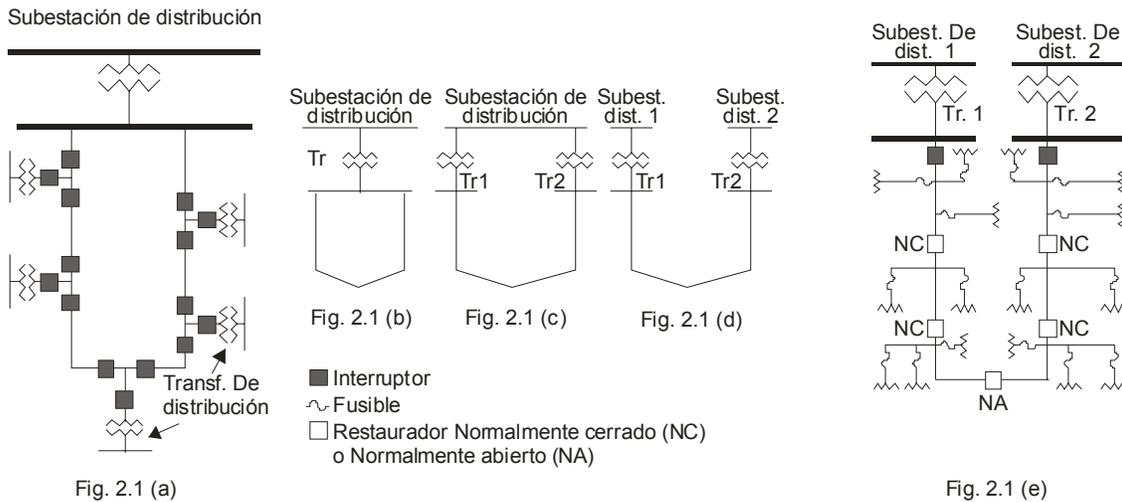
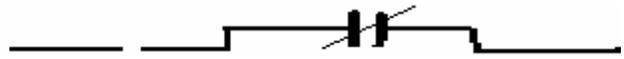


Figura 2.1 Arquitecturas usadas en arreglos de lazo o anillo

2.3.1 - ARREGLO EN ANILLO

Generalmente, estos arreglos se utilizan en redes de distribución subterráneas. Dada la posibilidad de conectar transformadores en paralelo, las figuras 2.1(c) y 2.1(d) no son recomendadas para los arreglos cerrados, además existe la posibilidad de incrementar dramáticamente el nivel de falla. La figura 2.1(b) es simple y más factible que las otras para construir un sistema de distribución de arreglo cerrado.

El arreglo en anillo cerrado es raramente usado a menos que, sea diseñado como se muestra en la figura 2.1(b), con una fuente; sin olvidar que se somete a mucho más clientes a caídas de voltaje por fallas [13]. En este arreglo se logra el más alto nivel de confiabilidad y calidad de servicio, porque utiliza interruptores en puntos de



desconexión, alrededor del lazo para minimizar el número de clientes afectados por una falla en el alimentador, y por tanto tiene el más alto costo. Sus mayores aplicaciones se tienen en sistemas de transmisión. Se requiere un buen procedimiento de seguridad cuando se opera normalmente cerrado, porque en cualquier punto del lazo, la potencia puede fluir desde cualquier dirección.

El arreglo en anillo abierto, utiliza un punto normalmente abierto en el alimentador primario y aunque no cambia el tipo de equipo usado este se reduce, por tanto puede ser más económico que el arreglo de anillo cerrado.

2.3.2 - ARREGLO EN LAZO

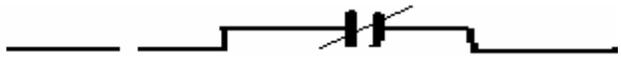
Aún cuando el lazo puede ser operado normalmente abierto o cerrado, por su naturaleza el arreglo de lazo cerrado es muy parecido, y por ello confundido, a los arreglos en anillo. Por tal motivo y para evitar confusión solo se mencionará al arreglo en lazo abierto.

Los arreglos en lazo abierto, generalmente se utilizan en redes de distribución aéreas. En estos, la cantidad de equipo de desconexión es menor, los ramales son tomados del lazo principal (taps) para obtener la cobertura de área, tal como se observa en la figura 2.1(e). Aunque se pueden alimentar por una o dos fuentes, tal como se muestra en los tres circuitos de las figuras 2.1(b), 2.1(c) y 2.1(d), se evita usar el arreglo de la figura 2.1(b) para no perjudicar a los alimentadores adyacentes de caídas de tensión excesivas, al existir fallas en cualquiera de los alimentadores relacionados a un mismo transformador. Con el arreglo de la figura 2.1(d) se soluciona este problema [2.13], de manera que esto es común cuando se implementan arreglos de lazo abierto.

Cuando el lazo opera normalmente abierto, cada mitad es similar a un alimentador radial convencional. La diferencia radica en el arreglo principal del alimentador, porque en el lazo la troncal recorre toda el área de carga, mientras que en el arreglo radial tradicional esto puede no ser. Si opera normalmente abierto, una falla primaria puede ser aislada al abrir las cuchillas desconectadoras en cada lado de la falla. Después que la falla ha sido aislada, el interruptor (o cuchilla) puede ser cerrado en el punto normalmente abierto, y así restaurar el servicio a una gran porción del alimentador fallado. La troncal es diseñada para llevar su carga normal más la carga de la otra mitad del lazo[23].

2.3.3 - SELECCIÓN DEL ARREGLO IDEAL

Es notorio, que cada uno de los arreglos mencionados tienen características que lo hacen ventajoso y otras que limitan o impiden su aplicación. Las líneas anteriores tienen únicamente el propósito de llevar a cabo una revisión general de esas características.



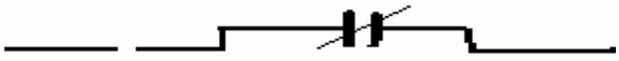
La cuestión económica, como siempre, juega un papel fundamental. De manera que, cuando se requiere diseñar una red con un gran desempeño y existe un presupuesto generoso, seguramente no se dudará en llevar a cabo una red subterránea con arreglo de lazo cerrado, desde luego cuidando el equilibrio entre desempeño y costo. Sin embargo, en este trabajo se pretende crear una alternativa que se implemente en redes áreas ya existentes utilizando al máximo las capacidades de los elementos que la protegen y considerando una inversión mínima, por tal motivo y aún con sus ventajas, tanto los arreglos en anillo (en sus dos variantes) como el arreglo en lazo cerrado se descartan porque el equipo de seccionamiento necesario para su implementación, representaría un costo que no se planea proponer.

Además, el arreglo en lazo abierto es el más ampliamente usado, y es el que se adecua a las necesidades de aplicación de este trabajo de tesis. En adelante, aún cuando existan premisas aplicables a los cuatro arreglos ya descritos, los conceptos estarán encaminados hacia el arreglo de lazo abierto.

2.4 EVOLUCIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN Y SU APLICACIÓN AL ARREGLO DE LAZO ABIERTO.

A pesar del enfoque más reciente sobre AD, no es un concepto nuevo. Se puede decir que se ha discutido, escrito y trabajado sobre la AD por más de 25 años, y aún más atrás, si se considera las primeras aplicaciones de la tecnología del SCADA a finales de la década de los 60's. De hecho, no siendo tan riguroso con la definición actual, el término "automático" ya se utilizaba en los recierres de los interruptores, y en la operación de los restauradores, aunque incipiente en su naturaleza debido a la nula o limitada inteligencia en dispositivos antiguos, fue implementado de manera exitosa en redes, con una alta probabilidad de fallas transitorias. Entonces, podría establecerse que todo sistema de distribución tiene alguna forma de automatización implementada, sobre todo porque en la actualidad la mayoría de las empresas suministradoras utilizan arreglos en lazo que proveen respaldo en el caso de falla de alguna sección en la red.

Aún cuando las dos involucran inherentemente el término automático, tanto la AD como el SCADA crecieron de manera independiente; estas son diferentes pero muy similares [14]. Muchas funciones ejecutadas por la segunda, particularmente la adquisición de datos, son parte integral de la primera porque no se pueden tomar decisiones sin datos. Excepto por el control, en el SCADA el operador se apoya en el control supervisorio y en la AD no existe intervención de este, el sistema SCADA es muy similar a la AD. Con el paso del tiempo los proveedores de ambas tecnologías se han dado cuenta que deben emplear el campo de la otra, por lo que la integración parece inevitable. Dada las similitudes, actualmente hay quién maneja que el desarrollo de la AD está basado en plataforma SCADA [15], pero seguramente aún con la integración cada uno de ellos estará soportado en diferentes plataformas y diferentes lenguajes; los términos "control remoto" y "automatización" han sido usados como sinónimos, pero no deben ser confundidos



La AD es un campo muy amplio, dentro de ella habitan un sin número de funciones. Una lista completa de las funciones de AD se encuentra en las referencias [16], pero para facilitar el análisis se pueden clasificar en tres categorías [17,18]:

- Funciones para la automatización de la subestación
- Funciones para la automatización del alimentador
- Funciones para la automatización con la interface del cliente

Las funciones de la AD en el alimentador incluyen, principalmente:

- Seccionamiento automático y
- Control de voltaje del alimentador.

El seccionamiento automático, trata con la identificación, localización y aislamiento de falla y restauración del servicio. El control de voltaje, involucra la colocación de capacitores y control del regulador de voltaje.

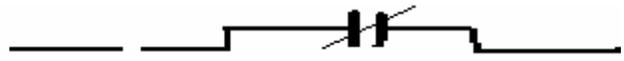
Dadas las funciones de la AD, se dice que “es un concepto de sistema integrado para la automatización digital de subestaciones de distribución, alimentadores y función de usuarios” [19]. La IEEE la define como: “un sistema que permite a una compañía suministradora monitorear remotamente, coordinar y operar componentes de distribución en tiempo real desde sitios remotos”.

Para llevar a cabo su misión, la AD se sirve fundamentalmente de tres componentes [20], que incluyen:

- Un centro de control y monitoreo, puede incluir SCADA o manejo del sistema de distribución (DMS)
- La infraestructura de la comunicación y metodología requerida para adquirir y transmitir datos a varios puntos de la red, y
- Equipo de campo automatizado que tengan la capacidad de medir a través de UTR's o DEI's para medir, monitorear, controlar flujo de energía.

Dentro de todas las funciones que existen en el sistema de distribución, aquellas que pueden ser automatizadas se pueden clasificar en dos categorías, llamadas, funciones de monitoreo y funciones de control. El sistema de protección es una parte de estos esquemas, es decir que, la automatización de la protección está contenida en la AD.

En sus inicios, uno de los principales problemas fue justificar económicamente la implementación de la AD, en la actualidad se sugiere que la selección de las funciones que se pueden implementar en la AD, siempre deben estar basadas en necesidades y de esta manera será sencillo hacerlo [21]. Las mejoras en la confiabilidad del sistema y



perfiles de voltaje sobre los alimentadores son dos ejemplos reales de las necesidades que presentan las compañías suministradoras.

2.4.1 CONTROL DE LA AUTOMATIZACIÓN

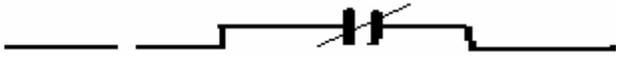
El control utilizado para llevar a cabo el aislamiento de la falla y la restauración de las secciones sanas del esquema en lazo puede variar considerablemente, sin embargo, cualquiera que sea el empleado deben trabajar coordinadamente el sistema de control o parte inteligente con el equipo seccionador, además debe considerarse que el orden de seccionamiento tiene una gran influencia en el tiempo total requerido para completar la restauración [22]. De acuerdo a la manera de enfocar el control, existen dos estrategias con que se enfrenta la reconfiguración después de una contingencia en la red: La inteligencia central (control remoto) e inteligencia distribuida, esta última a su vez se divide en inteligencia distribuida con comunicación y sin ella (sistema convencional). Para una mejor explicación, considerando la evolución, se abordará primero al sistema convencional, luego al control remoto y por último la inteligencia distribuida.

2.4.1.1 - EL SISTEMA CONVENCIONAL: Inteligencia distribuida, sin comunicación

El seccionamiento automático es una de las funciones más importantes de los sistemas de distribución modernos [23], ello ha motivado bastante interés por utilizar equipo de bajo costo que lleve a cabo esta tarea. El restaurador ha probado tener éxito en el seccionamiento automático, por ello los equipos hidráulicos se han usado desde hace tiempo (según registros que datan de 1964 [24]) y actualmente los modernos equipos adaptivos [25,26], en esquemas de transferencia automática y esquemas automáticos de lazo abierto, proporcionando uniformidad de servicio a los clientes que se encuentran conectados a lo largo del circuito y desde luego incrementando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

El número de restauradores que pueden ser instalados sobre un circuito depende de la longitud de la línea y de la distribución de carga y está limitado por su costo y las prácticas de protección utilizadas[27]. Considerando lo anterior, en los esquemas de lazo abierto se utilizan cinco (tal como se muestra en la Figura 2.2(a)) y siete equipos de seccionamiento (ver Figura 2.2(b)), dos de los cuales son equipos de subestación (relevadores o restauradores) y tres (o cinco según sea el caso) son restauradores.

A continuación, se describe la nomenclatura, utilizada por los elementos de protección del esquema en lazo: La protección en la subestación es un elemento de “Seccionalización Automática” (SA); en las tres redes de la figura 2.2, a R1 y R2 se les denomina como “Restaurador de Seccionamiento” (RS) y se les ubica porque son los más cercanos a las fuentes de alimentación; el “Restaurador de punto Medio” (RM) solo se usa en esquemas de 4 o más restauradores, etiquetados como R3 y R4 en la figura 2.2(b);



el “Restaurador de amarre” (RA) es el equipo ubicado en el punto de amarre entre los dos circuitos involucrados, es normalmente abierto (NA).

De la figura 2.2(a), la protección de “Seccionamiento Automático” usada en un esquema en lazo identifica fallas permanentes sobre la primera mitad del circuito; el “Restaurador de Seccionamiento” R1 libera fallas permanentes sobre la segunda mitad de su circuito, de esta manera se mejora el servicio del cliente sobre la primer mitad radial. El restaurador de amarre RA (R3), opera como un restaurador de transferencia automática (puede monitorear el voltaje en los extremos de ambos circuitos radiales y cierra, después de un retraso de tiempo, con la pérdida de voltaje de un lado). De lo anterior, debe notarse que el esquema en lazo utiliza tanto el seccionamiento automático como la transferencia automática.

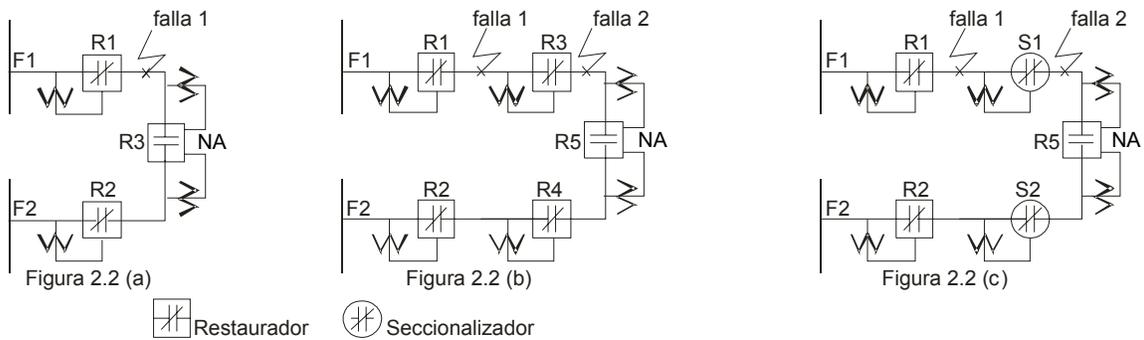


Figura 2.2 Definición de los elementos que pueden constituir el arreglo en lazo

El arreglo en lazo puede tener una combinación de restauradores con seccionalizadores (tal como se muestra en la Figura 2.2(c)), o agregar dos seccionalizadores posteriores a cada restaurador, esto es utilizado para lograr secciones de red más pequeñas (por lo regular de 1 MVA [28]) y así disminuir aún más el número de usuarios afectados por una falla. Las ventajas de utilizar seccionalizadores en el esquema en lazo, es que estos, al no tener curvas características de operación no requieren ser coordinados en tiempo y por tanto, el escalamiento hacia la subestación no se incrementa.

En los arreglos de la figura 2.2 no se considera algún medio de comunicación entre los dispositivos de protección. En este caso la señal que inicia el proceso de seccionamiento y transferencia, producto de la pérdida de una fuente de suministro o de una falla en cualquiera de la secciones del circuito, es la ausencia de potencial. Un medio de comunicación entre restauradores permite acelerar la transferencia de carga, es decir la ventaja de tener comunicación es que tanto la transferencia como el seccionamiento son mucho más rápidas [29].



Hay tres inconvenientes inherentes a la aplicación práctica del restaurador en lazo abierto. Primero, con la modificación de la red, la conexión de un gran cliente o la relocalización de la carga en el circuito se debe revisar la ubicación física de cada restaurador para mantener las máximas ventajas del sistema; solo hay un sitio ideal para cada restaurador sobre el circuito. Segundo, ante la situación anterior, también se deben revisar los ajustes del control del restaurador. Tercero, se debe reservar capacidad en cada circuito para la transferencia de carga no prevista. La seccionalización remota provee las ventajas del esquema en lazo pero sin las inconveniencias ya mencionadas.

2.4.1.2 - INTELIGENCIA CENTRALIZADA: Control remoto

La comunicación se utilizó para desarrollar los sistemas de telemetría, creando a los sistemas SCADA, esto implicó el uso de un equipo de cómputo central llamado maestro y unidades terminales remotas (UTR's) para manejar la información proveniente de los seccionadores esclavos (en la actualidad, la capacidad de los DEI's han permitido su uso en vez de las UTR's [30]), se creó el seccionamiento remoto desde un sitio central en tiempo real y se expandió el concepto de desconexión rápida sin requerir la coordinación por tiempo; su aplicación no solo se usa en arreglos de lazo abierto sino en redes mucho más complejas. Con estos sistemas de control remoto, se extendió el uso de cuchillas de seccionamiento en lugar de restauradores o seccionalizadores, la distancia entre cuchillas adyacentes puede ser tan corta como se requiera y en la medida de la necesidad es posible incrementar su número porque no se requiere coordinación por sobrecorriente, de hecho a mayor cantidad de cuchillas menor cantidad de usuarios afectados. En esta arquitectura la maestra emplea algoritmos y lógicas con las cuales automáticamente se localizan las fallas a lo largo de la red.

Los sistemas de control remoto comenzaron por disminuir el tiempo de interrupción del servicio de entre 15 y 40 minutos [31] pero estaban lejos de los cinco minutos que actualmente indica la norma IEEE std 1366 [2.5], posteriormente existieron trabajos que lograron tiempos de restauración de 60 segundos [32] y 1 segundo [33]. Los tiempos alcanzados se deben al medio de comunicación, tipo y número de seccionadores involucrados. Aún cuando existen aplicaciones donde se logra ajustar al nivel de control requerido, manualmente ó totalmente automático [34], en general el control remoto significó la intervención del factor humano para lograr el aislamiento de la falla y la restauración del servicio, por ello se desarrolló software de aplicación en tiempo real que sirve de soporte a los operadores y les permite tomar las mejores decisiones con respecto a la nueva configuración del sistema, resultado de una contingencia [35,36].

Los principios de este esquema se ilustran en la figura 2.3.

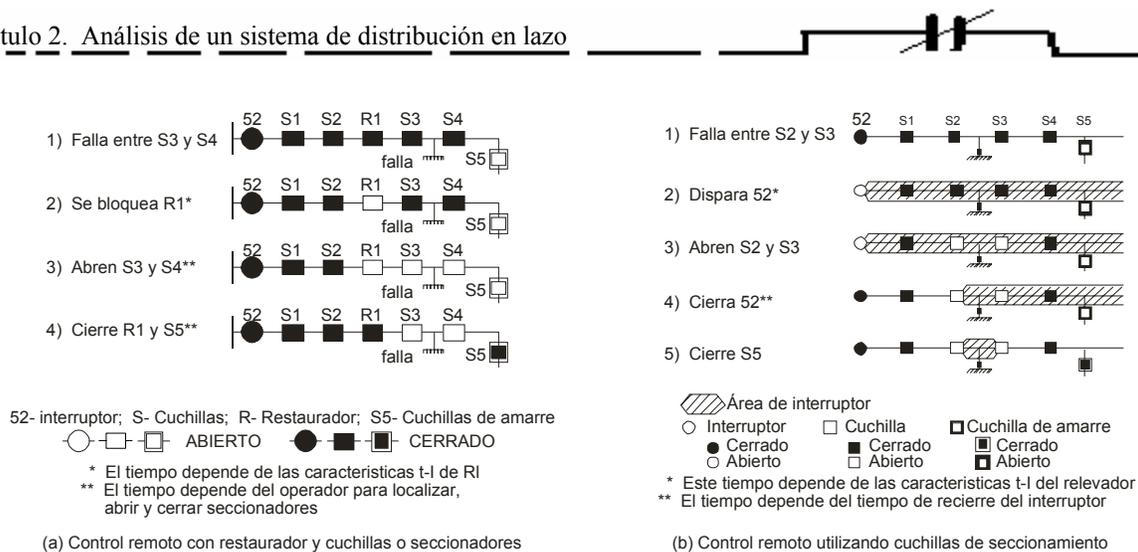


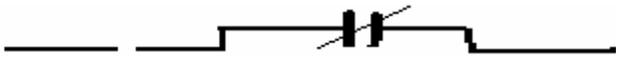
Figura 2.3 Elementos utilizados en el control remoto

En la figura 2.3(a) se utilizan restauradores y cuchillas habilitadas con controles capaces de realizar la adquisición de datos, el criterio del operador define si espera al bloqueo del restaurador R1 u opera los seccionadores S3 y S4, en el tiempo de la curva lenta del restaurador. En el lazo de la figura 2.3(b) solo se utilizan cuchillas, se supone que el operador ha detectado el punto de falla y en el tiempo de recierre del interruptor abre las cuchillas S2 y S3. El utilizar seccionadores o cuchillas en vez de restauradores posiblemente no tendrá ningún impacto en reducir el tiempo de pérdida de suministro a los clientes, pero dados los parpadeos originados por los recierres disminuirá la calidad de la energía de suministro a una mayor cantidad de clientes [37].

Con la aplicación del control remoto se aprendieron muchas lecciones, aún cuando en su inicio requirió de un alto grado de intervención humana, su posterior desarrollo sirvió de plataforma para el desarrollo de algoritmos de secuencia automática. Sin embargo, sus principales deficiencias son la ausencia de flexibilidad y adaptabilidad que se requieren para satisfacer las necesidades crecientes de los clientes del sistema de potencia. Aún cuando la automatización puede ser alcanzada sobre una base centralizada bajo programas de control remoto, esta no es tan confiable como los esquemas que operan independiente del medio de comunicación y los cuales están basados en inteligencia descentralizada; se prevé que la inteligencia distribuida será la vía futura para la reconfiguración automática [38,39].

2.4.1.3 – LA INTELIGENCIA DISTRIBUIDA: utilizando comunicación

La inteligencia distribuida se aplica fácilmente al arreglo de lazo abierto y tiene una flexibilidad y adaptabilidad tal que, comparada con el control remoto, es más sencilla su expansión a redes más complejas. En este tipo de control no existe dispositivo maestro (ver figura 2.2), la reconfiguración se procesa localmente distribuyendo el control a los desconectadores. Cuando existe comunicación y no se utiliza para la automatización de



la protección, esta provee medición y recolección de datos en tiempo real y permite optimización del sistema durante situaciones de no falla.

Cuando a la red con inteligencia distribuida se le agrega comunicación punto a punto, entonces se programa un algoritmo dentro del control basado en microprocesadores. Los restauradores, seccionadores e incluso cuchillas identifican la sección fallada y reconfiguran el lazo al intercambiar los mensajes de falla, después que un interruptor o restaurador es abierto [40]. Aunque este esquema puede ser completado sin SCADA, depende de un canal de comunicación confiable y eficiente. La existencia de comunicación también permite “inhibir transferencia de carga” que puede prevenir transferencia durante picos de carga o si el alimentador no tiene la habilidad para alimentar el segmento de línea desenergizado. En la figura 2.4, un desconectador B reportará su carga de prefalla a un desconectador C de transferencia, vía comunicación, antes de que cierre B comparará el reporte de carga de A con la capacidad de transferencia preprogramada del alimentador alterno y toma la decisión final de cerrar o no.

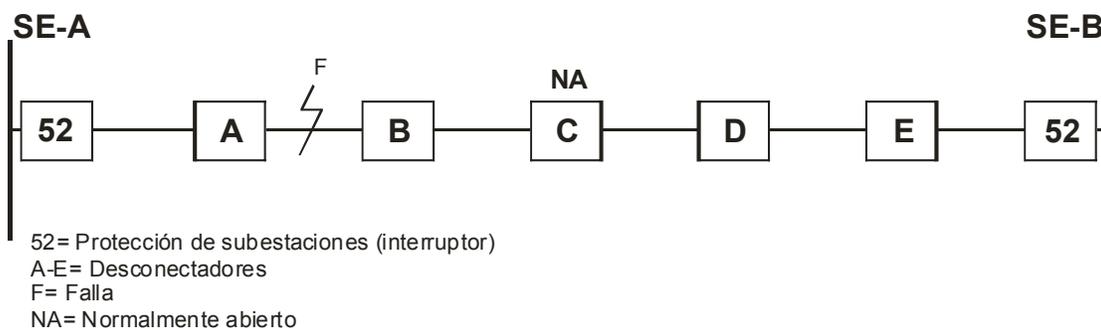
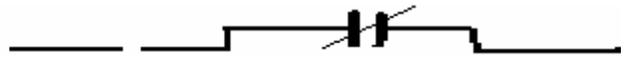


Figura 2.4 Red con comunicación para inhibir la transferencia de carga

2.4.1.4 AUTOMATIZACIÓN EN REDES MULTIFUENTE

De los tres puntos anteriores, debe notarse que el sistema de reconfiguración se requiere hasta que se detecta y aísla la falla y esta se puede llevar a cabo por la operación de un dispositivo automático, por una red de comunicación, o una combinación de los dos. El control remoto permite el proceso de restauración automática utilizando comunicación y con inteligencia distribuida se logra un grado de protección local en caso de pérdida de comunicación.

La implementación de técnicas más avanzadas de la automatización en alimentadores solo requiere considerar una mejora de la tecnología existente, más que adoptar completamente una nueva tecnología, esto proporciona la característica de flexibilidad a la AD, y ha dado pauta para que se evolucione en aplicaciones, donde el arreglo de dos alimentadores en lazo se expanden a redes multifuente [39,41,42]. En un



esfuerzo por mejorar la confiabilidad, calidad de la energía y seguridad, en la actualidad se están creando alianzas entre las diferentes entidades involucradas en la automatización del sistema de distribución para desarrollar las redes de distribución inteligentes, las cuales se prevé, se anticiparán a detectar problemas y serán capaces de llevar a cabo switcheo para reducir o eliminar el impacto de los clientes sobre la red al dividirla en áreas de control automatizadas, basado desde luego en sistemas abiertos. [43,44].

Dado que se esperan grandes cantidades de datos en la implementación de la AD, la carga computacional puede llegar a ser muy grande. También, hay una posibilidad de que se obstaculice la comunicación debido a la transmisión de grandes cantidades de datos. La inteligencia distribuida debe ser utilizada para evitar tales obstáculos. Sin embargo, en el futuro se hará necesario realizar un balance entre inteligencia distribuida o local e inteligencia centralizada, para un esquema eficiente de la AD.

CAPITULO 3

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

3.1 INTRODUCCIÓN

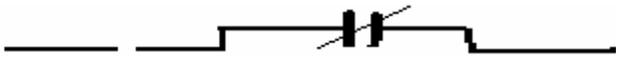
Existen diferentes alternativas para lograr el objetivo de proteger un sistema eléctrico en particular y la protección por sobrecorriente en una u otra forma ha sido usada para la protección de todos los elementos del sistema. En los alimentadores de la red de distribución está representada la protección más simple y barata, y es una de las causas por las cuales ha sido ampliamente utilizada.

Existen diferentes equipos de protección por sobrecorriente que se aplican al sistema de distribución; algunos de ellos tienen características de operación que relacionan la magnitud de falla para un tiempo de operación (relevadores, restauradores y fusibles) y otros que utilizan el “conteo” de esta falla para operar (Seccionalizadores). Al tener todos una función bien definida es posible combinarlos para una protección más adecuada de la red, cuidando siempre el factor económico.

Además de cumplir con su principal objetivo de proteger, el agregar dispositivos de seccionamiento o dispositivos en la troncal del alimentador mejorará el índice de confiabilidad ante fallas permanentes, sin embargo estos dispositivos no mejorarán la confiabilidad de los clientes que se encuentren en la sección final del alimentador. Esto se puede lograr tomando medidas para minimizar el número de fallas permanentes sobre la troncal o suministrando seccionalización automática y amarres a otros alimentadores, tal como se describió en el capítulo 2.

Dada su gran utilidad, mucho se ha escrito sobre la protección por sobrecorriente y para facilitar su uso se han llevado a cabo “procedimientos de aplicación”. En muchas ocasiones, esto ha dejado en el olvido a los conceptos [45]. De acuerdo con el objetivo de este trabajo, donde solo se utilizan relevadores y restauradores para protección contra fallas que suceden en alimentadores, este capítulo tiene el propósito de mencionar los conceptos básicos a considerar para la realización de la coordinación de protecciones utilizando los equipos ya mencionados. Los resultados de dicha coordinación de protecciones son mostrados en el capítulo 5.

Aún cuando existen en los sistemas de distribución, una gran cantidad de relevadores electromecánicos y restauradores con control hidráulico, también es conocido que la aplicación de microprocesadores se ha desarrollado en relevadores [46] y, aún cuando se veía con suspicacia [47], también en restauradores. Por tal motivo, todos los comentarios



presentes no solo a lo largo de este capítulo, sino de todo el trabajo son aplicables a equipos con tecnología microprocesada.

3.2 CONSIDERACIONES BÁSICAS EN LA PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

Para lograr que el equipo de protección tenga la habilidad de minimizar tanto el daño, cuando existen fallas, como el tiempo de interrupción del servicio, se requiere de la correcta selección de ajustes y de la coordinación entre protecciones. Para ello es necesario tomar en cuenta los rangos en que pueden variar las corrientes de falla, la máxima corriente de carga, las impedancias del sistema y otros factores relacionados.

3.2.1 TIPOS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Las fallas en los sistemas eléctricos son de tipo serie (p.e conductores abiertos; dichas fallas no resultan en corrientes altas y por ello normalmente no se consideran en sistemas radiales cuando se aplican dispositivos de protección contra sobrecorrientes), o en derivación (normalmente a los desbalances en derivación se les llama fallas y de estas resultan altas corrientes que ocasionan daños). Es conocido que los principales tipos de fallas en derivación que pueden ocurrir en una red eléctrica pueden ser trifásicos, fase a fase, dos fases a tierra y una fase a tierra. De estas, la falla trifásica sucede con menor frecuencia aunque en magnitud de corriente generalmente es la más severa y las fallas de fase a tierra ocurren con mayor frecuencia pero normalmente proporcionan la corriente un poco más baja, sin embargo, existen casos donde resultan ser más bajas

3.2.2 VALORES DE FALLA MÍNIMOS Y MÁXIMOS

En la operación normal de un sistema de potencia, la generación es conectada y desconectada de acuerdo a las necesidades de carga que cambia durante el día y durante las temporadas del año. Ante esta situación, la corriente de cortocircuito tiende a variar con la cantidad de generación conectada. Si los ajustes de las protecciones se efectúan con las máximas condiciones, esto generalmente no tiene mucho efecto en el nivel de distribución [48,49,50]. Se puede apreciar en la figura 3.1 que una reducción en la magnitud de corriente de cortocircuito se refleja en todas las curvas características

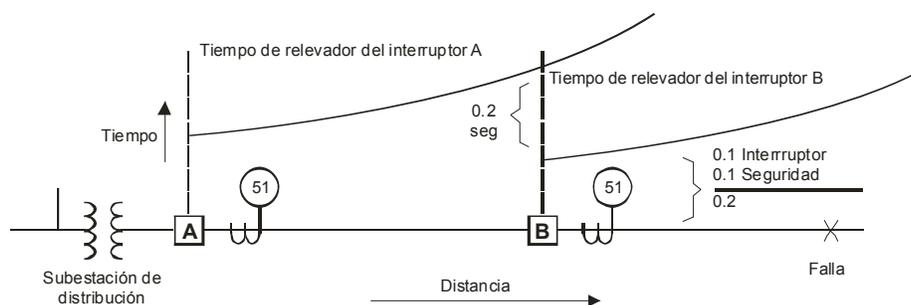
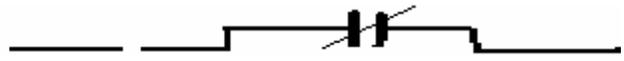


Figura 3.1 Tiempo de operación de relevadores de sobrecorriente con característica inversa



Aún cuando puede existir la situación anterior, en la aplicación de dispositivos de protección por sobrecorriente a sistemas de distribución, es importante conocer los niveles de corrientes de falla mínimos y máximos que se han de esperar en cada punto a considerar, sobre la red. Los valores máximos de falla sirven para dimensionar los equipos seccionadores y para verificar si los dispositivos de protección en serie coordinarán apropiadamente. El valor mínimo de corriente de falla en sistemas radiales se necesitan para determinar la zona o alcance de protección de un dispositivo de sobrecorriente. Normalmente, se determinan los valores mínimos solo para fallas de fase a tierra, ya que este tipo de falla normalmente proporciona la corriente más baja.

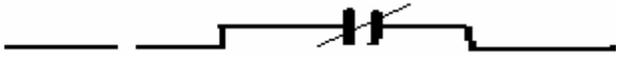
En un sistema radial, los niveles máximos de corriente de falla están influenciados por el voltaje máximo, impedancia de la fuente en condiciones de generación máxima y la impedancia de falla con valor igual a cero. Las corrientes mínimas de falla están influenciadas por el voltaje mínimo, la impedancia de la fuente durante la mínima generación y el valor de impedancia de falla diferente de cero [51]. Bajo esas circunstancias se calculan los tipos de fallas ya mencionadas (trifásicas, línea a línea y línea a tierra).

Para enfrentar los requerimientos anteriores, en la práctica en los estudios de falla, es común usar el voltaje nominal del sistema sin considerar condiciones de circuitos de carga que produzcan voltajes máximos y mínimos. También se asume, que el voltaje en la subestación y el que existe al final del alimentador es el mismo. Normalmente, las cargas no son modeladas [52]. Además, se considera que la impedancia de la fuente en condiciones de generación máxima y mínima no cambia. Otra suposición es que la impedancia de acoplamiento mutua no está presente [48]. Aunque teóricamente estas nunca son ciertas, son suposiciones válidas cuando se calculan corrientes de falla en sistemas de distribución radial, porque no modifican determinadamente los valores de falla para el cálculo de los ajustes en la coordinación de protecciones.

Ahora bien, en muchos sistemas de distribución, la magnitud de corriente de falla no difiere mucho para condiciones de generación máxima y mínima porque la mayor cantidad de impedancia del sistema está en los transformadores y líneas, y no en los propios generadores [50]. Por ello en la mayoría de los casos, la impedancia de falla hace la diferencia entre fallas máximas y mínimas [51], aún cuando existen excepciones.

3.2.3 IMPEDANCIA DE FALLA

La impedancia de falla (Z_f) es simplemente la impedancia *en la falla*. No es la impedancia de secuencia positiva, ni la de secuencia cero, las cuales son características del sistema. Tampoco se debe relacionar con alguna impedancia de tierra o cualquier efecto llamado de tierra. Z_f es una característica altamente variable porque depende de la causa de la falla, el tipo de falla y el ambiente. Por ejemplo, si la falla arquea al neutro, la falla puede ser clasificada como de “baja impedancia” reflejando una impedancia de



falla de menos de 2 ohms. Si la fase cae al suelo y no hace contacto con el conductor del neutro, entonces la impedancia de falla es muy alta del orden de 300 ohms siendo la corriente resultante muy baja, a niveles de aproximadamente 50A y por lo tanto no podrá ser vista por las prácticas de protección convencionales [49].

Además, Z_f es variable en el tiempo, ya que una falla puede comenzar como una impedancia alta con corriente de falla baja y evolucionar a una impedancia baja con corriente de falla alta. Al revés, una falla puede comenzar con algún valor de impedancia que se incrementa al infinito si la falla es auto-extinguible, tal como una falla causada por un animal que se posiciona entre un conductor de fase y tierra.

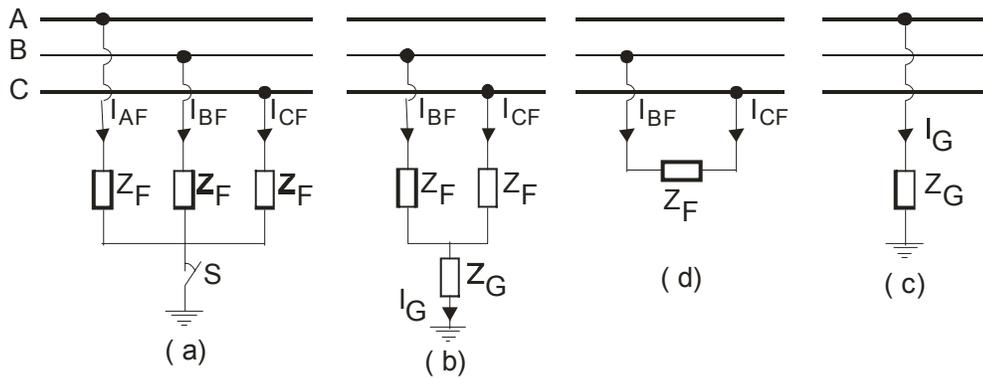
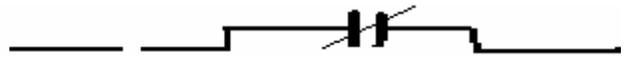


Figura 3.2 Representación de la impedancia de falla (Z_F , Z_G)

Regresando un poco, la impedancia de falla será determinante en la definición de los valores de corrientes máximas y mínimas. Para los valores de corrientes máximas, no existe duda que el valor de impedancia a utilizar debe ser cero, pero para los valores de corrientes mínimas, la practica a través de los años recomienda usar valores entre 5 a 50 ohms. Aún cuando en algunas referencias que recomiendan estos valores no tienen un buen sustento [51, 53], en otras [3.54] aparecen valores de mediciones, llevadas a cabo en los años 70's y 80's, que demuestran que la impedancia de falla fue prácticamente nula.

El seleccionar un valor apropiado para Z_f es la debilidad en el procedimiento para encontrar la corriente de falla mínima en un sistema. Con el avance tecnológico de la última década, en el desarrollo de dispositivos de protección específicamente diseñados para detectar fallas de alta impedancia, los registros de campo sugieren que esos dispositivos no son confiables, ni es posible depender de ellos comparado con los métodos tradicionales que ofrecen los relevadores de sobrecorriente [55].

Considerando la incertidumbre que representa utilizar algún valor de impedancia de falla, una practica común es no calcular corrientes de falla mínima. En vez de eso, se selecciona un valor tal que la capacidad del conductor sea la corriente mínima de falla, sobre un punto dado del circuito. Entonces, para seleccionar cualquier dispositivo de protección del lado fuente de este punto, de manera que opere para liberar una corriente de al menos esta magnitud en corto tiempo, solo se previene de daño al conductor. Una



desventaja de esta aproximación es que las corrientes de falla por debajo del límite térmico del conductor no serán detectadas. Esta situación se enfrenta, en sistemas con neutro aterrizado, al instalar relevadores en el neutro con ajustes muy sensibles que aseguren protección ante la alta impedancia que puede presentar un conductor caído.

3.2.4 ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA

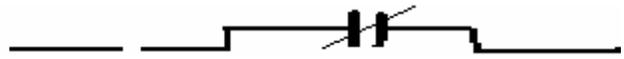
Existen 3 métodos de aterrizamiento del sistema, y son: (1) No aterrizado (aislado), (2) Efectivamente aterrizado y (3) Con impedancia de aterrizamiento. Los sistemas no aterrizados presentan algunas desventajas que adquieren mayor importancia en la medida que aumenta el nivel de tensión, siendo principalmente la aparición de sobretensiones temporales y de arcos de tierra, para una falla de fase a tierra, así como aspectos de seguridad del personal y equipo. El segundo método puede ser aterrizado en un solo punto (este sistema está planeado principalmente para cargas trifásicas) o multiaterrizado mientras que en el tercero se puede aterrizar a través de resistencia, reactancia o un dispositivo resonante (bobina Petersen).

En el diseño de un sistema de potencia o distribución, es muy importante determinar el tipo de conexión del transformador y la forma en que se encuentra el neutro (aterrizado o aislado), debido a que el comportamiento del sistema en términos de cortocircuito, sobretensiones, estabilidad, protección, etc., se ve afectado grandemente por el estado de conexión del neutro, de hecho, la práctica de coordinación de protecciones últimamente está determinada por el tipo de aterrizamiento en los sistemas de distribución. La práctica en nuestro país es operar sistemas de distribución aterrizados (4-hilos) en un solo punto (en la subestación), que posibilitan la detección de las corrientes de cortocircuito de secuencia cero para fallas a tierra. Este sistema ofrece una mayor sensibilidad para protección a tierra, comparado con los sistemas multiaterrizados.

3.2.5 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NATURALEZA DE LA FALLA

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican de naturaleza temporal y permanente. Se han llevado a cabo estudios [54, 56] que muestran que la mayoría de las fallas (de un 80% a un 95%) en sistemas de distribución aéreos, son de naturaleza temporal y con una duración de unos cuantos ciclos o segundos, en la mayoría de ellas. La mayoría de las fallas en un sistema subterráneo son de naturaleza permanente.

Aún cuando existen experiencias en donde se ha retrasado el disparo instantáneo por uno [57] o seis ciclos [53], para permitir que se autoextingan aquellas fallas de naturaleza transitoria (por ejemplo, por rayo) sin que exista interrupción, en general se prefiere no retrasar el disparo instantáneo ya que con ello se evita que una falla de



naturaleza temporal se convierta en permanente; la velocidad juega un factor crítico en este aspecto. Sin embargo, aún con el disparo instantáneo no es posible prevenir el 100% de las fallas de naturaleza temporal de las que llegan a ser de naturaleza permanente por el tiempo finito requerido para desenergizar el circuito fallado [56], la relación es de 9 fallas temporales por una permanente. Por ello, la aplicación de disparo rápido y esquemas de recierre automático son ampliamente utilizados ya que reducen el número de fallas permanentes.

El haber podido delimitar la naturaleza de las fallas, ha permitido desarrollar dispositivos de protección capaces de sensar e interrumpir esas corrientes y automáticamente recerrar un número determinado de veces, para reenergizar el circuito antes de abrirlo permanentemente. De acuerdo a esa clasificación en la naturaleza de las fallas, existen dispositivos utilizados para cada una de ellas.

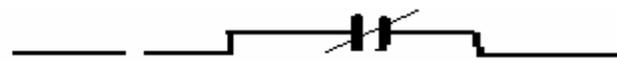
(1) Los dispositivos de protección contra fallas permanentes, son aquellos que por sus características de operación, requieren ser reemplazados o restablecidos para reenergizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla. Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente fusibles y seccionalizadores. Estos equipos son utilizados principalmente para aislar ramales debido a fallas permanentes

(2) Los dispositivos de protección contra fallas transitorias, son aquellos que por sus características de operación, disponen de la función de autorestablecimiento o recierre automático y no requieren ser reemplazados o restablecidos para reenergizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a fallas de naturaleza transitoria. Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente restauradores e interruptores con relevadores de protección y recierre automático.

De los relevadores y restauradores se abundará más adelante, acerca del recierre se mencionará lo siguiente:

Actualmente, las funciones de recierre (79) están contenidas en la lógica de operación de los relevadores microprocesados (este recierre no se debe confundir con las operaciones lentas de un restaurador). Estos elementos, supervisan la posición de un interruptor permitiendo su reenergización ya sea instantánea o con tiempo, posterior a una apertura del mismo, por acción de su sistema de protección. Normalmente se dispone de hasta 4 combinaciones de disparos instantáneos y con retardo de tiempo, pero generalmente los arreglos del sistema son de tal manera que solo son necesarios tres y hasta dos operaciones de recierre, sobre todo para reducir los esfuerzos acumulativos y daños subsecuentes a los transformadores en fallas cercanas a la subestación y considerando que las estadísticas demuestran que un 85% de las fallas de naturaleza transitoria son eliminadas con el primer recierre y el 10% en el segundo recierre.

Un valor posible para los intervalos de recierre es de 0, 15, 45 segundos (en el caso de tres intentos), donde el cero implica un recierre instantáneo. Ahora bien, existen experiencias donde se muestra que aplicando un tiempo de retraso al recierre



instantáneo, se mejoraría el porcentaje de recierres exitosos [54] y dado que las interrupciones temporales (p.e. con el recierre de 15 s) afectan a algunos tipos de cargas, algunas empresas suministradoras han evitando el recierre instantáneo en la protección primaria de la subestación [58]. Cabe mencionar que, la duración del recierre instantáneo es cerca de 20 a 30 ciclos, debido a la inercia de las cabezas de los contactos de los interruptores.

El tiempo mínimo utilizado para recierre está determinado por la necesidad de liberar ionización de arcos eléctricos; el tiempo máximo está influenciado por el efecto en pérdida de suministro a los clientes [59]

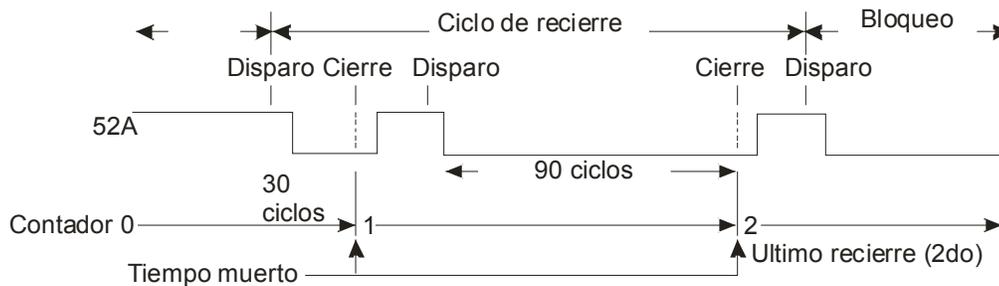


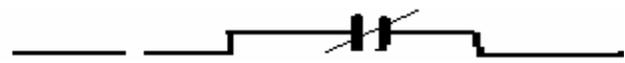
Figura 3.3 Ciclo de recierre (dos intentos; 0.5s, 1.5s)

3.3 ESQUEMAS Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE

De acuerdo a lo que se ha abordado hasta el momento, los factores que rigen la selección de un esquema de protección en particular para alimentadores, pueden numerarse como sigue:

- Justificación económica del esquema, para asegurar el 100% de la continuidad en el suministro
- Tipos de alimentadores, sean radiales o de anillo
- Número de equipos de interrupción conectados en serie entre el punto de suministro y el extremo alejado del sistema.
- Aterrizamiento del sistema - el hecho de que el neutro esté aislado o conectado a tierra

En función de su aplicación y principio de operación, principalmente, en la red de distribución se pueden identificar 4 tipos de equipos de protección: relevadores, fusibles, restauradores y seccionadores. Generalmente, la protección en el alimentador comienza en la subestación con un relevador o con un restaurador y cualquiera de ellos coordinará con otros restauradores ubicados a lo largo del alimentador. Los fusibles y seccionadores son utilizados principalmente para aislar ramales debido a fallas permanentes, evitando interrupciones a los clientes y mejorando así la confiabilidad.



Los relevadores y restauradores pueden ser direccionales y no direccionales dependiendo del tipo de equipo, configuración del sistema y requerimientos de protección. En redes radiales, se aplican relevadores de sobrecorriente no direccionales, mientras que para redes o sistemas en anillo son más apropiados relevadores de sobrecorriente direccionales.

Dado que el objetivo de este trabajo involucra la coordinación relevador-restaurador-restaurador, entonces y sin restar importancia y aplicación a los demás dispositivos de protección, se abordarán solo los elementos mencionados

3.3.1 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Basado en las características de operación, los relevadores de sobrecorriente se clasifican en tres grupos:

- Instantáneo (ó corriente definida); este tipo de relevadores opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.
- Tiempo definido; el ajuste en el retraso de tiempo es independiente del valor de la corriente requerida para que el relevador opere.
- Tiempo inverso; la propiedad fundamental de estos relevadores es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. Se clasifican de acuerdo con sus curvas características, las cuales indican la velocidad de operación: Inversos, muy inversos o extremadamente inversos. La característica inversa y extremadamente inversa son ampliamente usadas en sistemas de distribución; la primera proporciona excelente coordinación con fusibles y la segunda es utilizada para evitar operación de la protección ante condiciones de carga fría.

Es común combinar la característica instantánea con cualquiera de las otras dos.

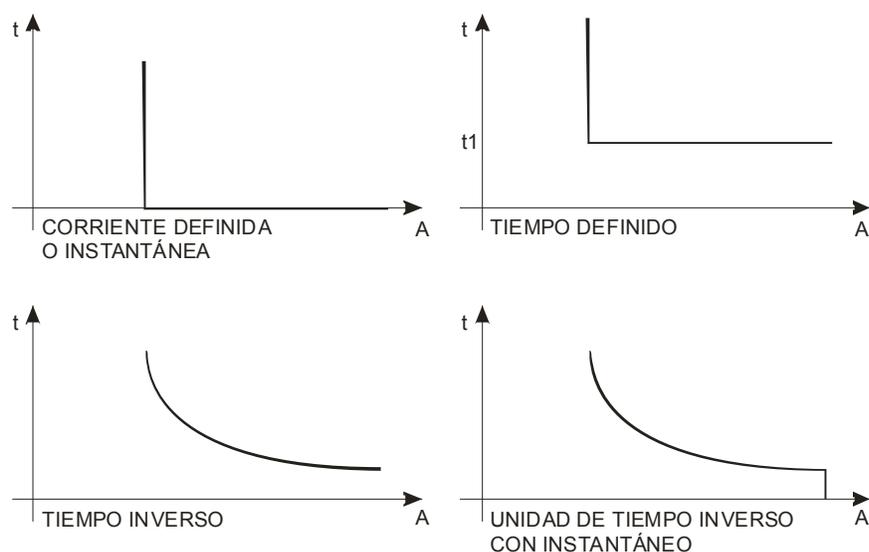
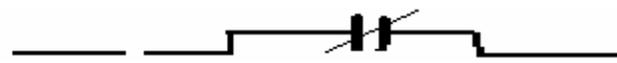


Figura 3.4 Característica de los relevadores de sobrecorriente



3.3.1.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN POR RELEVADORES

Cada una de las diferentes protecciones del sistema, utiliza algún método de detección de falla en particular, proporcionando con esto la forma apropiada de desconexión. Básicamente, existen dos métodos de discriminación de falla: (a) aquellos que discriminan por la localización de la falla y (b) aquellos que discriminan por el tipo de falla. Es práctica común utilizar una combinación de ambos métodos en un esquema que provee protección por sobrecorriente por fallas entre fases y de fase a tierra en los alimentadores de la red de distribución. Este esquema se muestra en la figura 3.5 y utiliza discriminación tiempo/corriente y discriminación de secuencia cero, proporcionando protección contra fallas entre fases y fallas de fase a tierra.

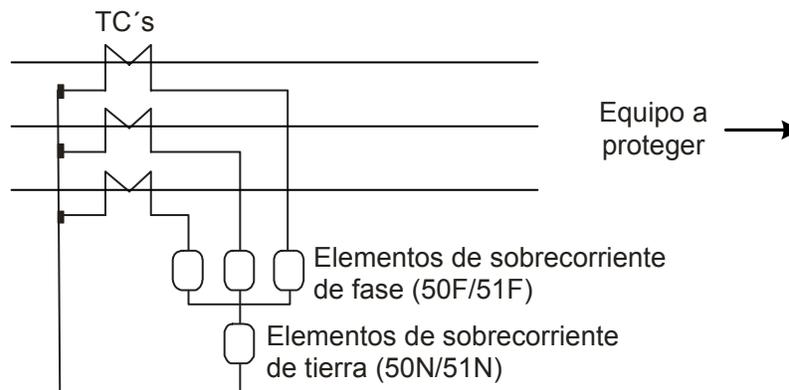


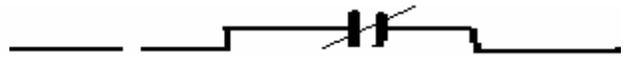
Figura 3.5 Combinación de los relevadores de sobrecorriente de fase y de tierra

3.3.1.2 PARÁMETROS DE AJUSTE

El ajustar relevadores de sobrecorriente involucra establecer parámetros, los cuales definen la característica tiempo corriente tanto de la unidad instantánea como la de tiempo. Este proceso se debe llevar cabo dos veces, uno para el relevadores de fase y otro para el de tierra. Los relevadores de tierra normalmente son ajustados y coordinados independientemente de los relevadores de fase, aún cuando las corrientes de las fases falladas fluyan a través de uno o más relevadores de fase. La primer razón para esta independencia es que los relevadores de tierra son ajustados de un quinto a un décimo más sensiblemente que los relevadores de fase.

A) UNIDAD INSTANTÁNEA (50F-50N)

El objetivo de la unidad instantánea es reducir al máximo su tiempo de operación, para las fallas más severas. Por la condición radial del sistema de distribución, las magnitudes de corriente de cortocircuito sobre el alimentador aumentan con la ocurrencia de fallas cercanas a la subestación, siendo las más graves las que ocurren a la



salida del transformador. Ante esta circunstancia es evidente que se debe considerar la seguridad del transformador en el ajuste de la unidad instantánea y para ello no hay mejor forma que utilizar su curva de daño, de esta manera se protegerá tanto al transformador como a todos los clientes delimitados por el alcance de esta unidad.

La norma IEEE std C57.109-1993 (también llamada curva Z) determina que los efectos mecánicos son más significativos que los esfuerzos térmicos, particularmente para transformadores con capacidades mayores. Por supuesto, se discute las técnicas usadas para construir la curva de corriente que el transformador debe soportar durante una falla. Lista 4 categorías; los transformadores con categoría I son representados solo por una curva térmica y los transformadores con categoría II, III y IV deben ser representados por una combinación de una curva térmica y otra mecánica. En el caso de la curva mecánica se debe considerar la impedancia del transformador para fallas por arriba del 50% de la corriente máxima que ocurran en sus terminales, pero la curva térmica no depende de esta impedancia por lo que se puede utilizar para definir el alcance de la protección instantánea, tomando como referencia a ese porcentaje de corriente.

Entonces, una vez definido este valor de corriente se toma en cuenta su índice de decaimiento por efecto de la distancia (este índice o atenuación muestra que la proporción donde la corriente disminuye con la posición de la falla sobre el alimentador está influenciada por el nivel de voltaje y si el alimentador es aéreo o subterráneo), para determinar en forma práctica un procedimiento de ajuste de esta unidad instantánea, se presentan dos alternativas que tienen como base la secuencia indicada, estas son las siguientes:

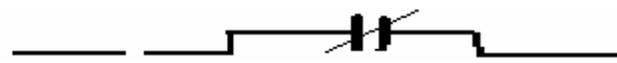
- 50% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relevador.
- 60% de la longitud al primer equipo de seccionamiento

Dada esa preocupación por la seguridad del transformador, existe una estrecha relación entre la unidad instantánea y la operación de recierre, de manera tal que cuando es operada la primera, la segunda es bloqueada

Aún cuando se define como unidad instantánea su operación no es inmediata ya que involucra tiempos del relevador y del interruptor, en general el disparo instantáneo toma cerca de 6 ciclos (0.1 segundo), 1 ciclo para el relevador y cinco ciclos para el interruptor

Los elementos instantáneos se ajustan con un parámetro denominado "TAP" (valor, a partir del cual opera el relevador) y se define como sigue:

$$TAP_{3\phi} = \frac{I_{CC-3\phi}}{kTC} \text{ Para el relevador de fase, } \quad TAP_{1\phi} = \frac{I_{CC-1\phi}}{kTC} \text{ Para el relevador de tierra}$$



Dónde:

kTC = Relación de transformación de los transformadores de corriente

La diferencia entre el TAP de fase y el de tierra estará definido por los valores de corriente de cortocircuito de las fallas entre fases y de fase a tierra

B) UNIDAD DE TIEMPO (51F-51N)

La posición de un punto sobre cualquiera de las curvas de la figura 3.6, está determinada por la elección de un "TAP" de ajuste y ajuste del nivel de tiempo, por tal motivo los relevadores de tiempo definido y los de tiempo inverso se ajustan al seleccionar dos parámetros: el "DIAL" y el "TAP". El DIAL representa el tiempo de retraso aplicado después que la corriente de falla alcanza un valor igual o mayor que la corriente de ajuste del relevador. El TAP, como ya se dijo, determina la corriente de arranque, en valores secundarios.

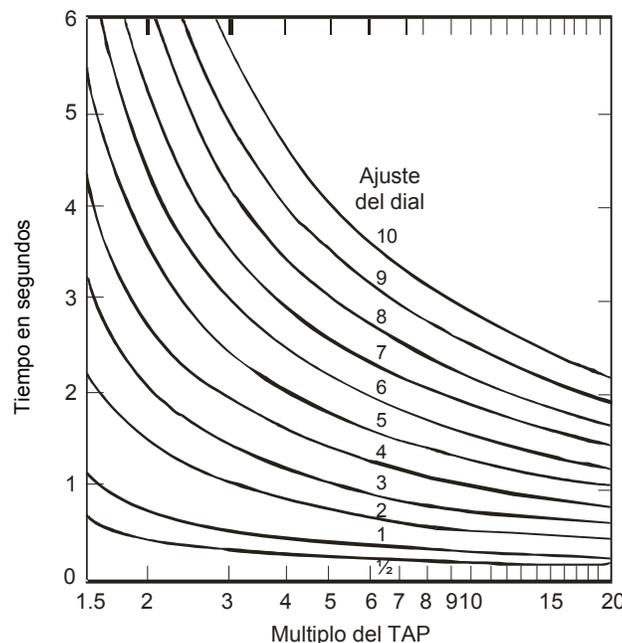
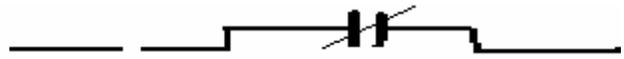


Figura 3.6. Curvas de tiempo inverso

$$TAP = (FSC \times Inom) / kTC$$

Donde:

FSC = Factor de sobrecarga que depende del elemento a proteger. Desde luego que la Inom tiene que ser más pequeña que la de los TC's y que la capacidad térmica del conductor. De otra manera, se tiene que considerar el valor más pequeño para calcular el TAP de ajuste.



Unidad de tiempo de fase, debe responder a corrientes de línea, su ajuste de TAP es determinado considerando un margen de sobrecarga entre 1.25 a 1.5 veces la corriente nominal [60]. El límite del TAP se obtiene de considerar la ampacidad del conductor con menor sección, de la troncal.

Otros factores a considerar son las condiciones de carga fría y la corriente de magnetización del transformador involucrado.

Unidad de tiempo de tierra, Los relevadores de tierra son para fallas que involucran cantidades de secuencia cero, principalmente para fallas de una fase a tierra y algunas veces para fallas de dos fase a tierra. Por ello tienen la peculiaridad de que son ajustados independientemente de la corriente de carga, logrando ajuste por debajo de la corriente de carga normal

Si las corrientes de secuencia positiva y negativa son desbalanceadas en el neutro del transformador de corriente, circulará una corriente $3I_0$ a través del relevador de tierra (50N/51N). Dado que en condiciones balanceadas $3I_0$ es o se aproxima a cero, se utilizan corrientes de arranque (pick up) muy bajas, típicamente de 0.5 a 1.0A secundarios [3.16].

De lo anterior, generalmente se consideran dos alternativas para el ajuste del TAP de los relevadores de tierra:

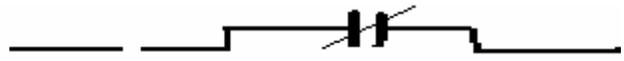
El valor del TAP se determina considerando el máximo desbalance debido a condiciones de cargas no balanceadas, sin embargo por la naturaleza del sistema puede considerarse como una condición normal o tolerable de operación. Un desbalance típico permisible es de 20% [61,62], usando la expresión:

$$TAP = (0.2 \times Inom) / kTC = A \text{ sec}$$

El TAP se ajusta con valores entre 20% y 50% de los valores de fase [63], teniendo la expresión:

$$TAP = (\text{Tap de fase}) \times (20\%) = \text{Amperes secundarios}$$

Afortunadamente el ajuste de los relevadores de falla a tierra, a diferencia de los relevadores de fase, está normalmente limitado a un nivel de voltaje del sistema debido al uso general que se le da a los transformadores delta /estrella, de esta manera la falla de tierra en una sección no atrae corrientes de tierra de otras partes. Esto simplemente significa que una falla de tierra en un lado del transformador no será vista por los relevadores de falla a tierra, del otro lado y por lo tanto, no se requiere coordinación entre los relevadores de diferentes voltajes del sistema [63].



- **MARGEN DE TIEMPO**

Entre dos curvas características debe existir una separación mínima de tiempo del orden de 0.2s (este tiempo involucra la operación del interruptor –por ejemplo 6 ciclos- y algunos factores como variaciones en el nivel de falla y/o desviaciones de la curva característica de los relevadores debidas a tolerancias de manufactura y/o errores en los transformadores de corriente) para evitar operación simultánea de equipos en serie. Desde luego que un margen alto (por ejemplo 0.5 s) no implica problemas de operación simultánea, pero para fallas cercanas a la fuente aumentaría los tiempos de liberación hasta en 3 segundos, con lo cual se afectará al transformador y sería intolerable si la estabilidad del sistema fuera una consideración importante.

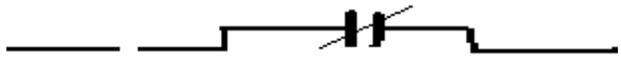
Las fuentes originales de las características tiempo-corriente son curvas determinadas por los fabricantes. Con la evolución de los relevadores, el modelado computacional de tales curvas ha sido objeto de estudio desde los años 60, desde entonces los métodos para duplicar las curvas de los fabricantes son básicamente de dos tipos: Almacenamiento de puntos de datos y adecuación de curvas (polinomios). En esta segunda alternativa existen varios métodos, la referencia [64] muestra alguno de ellos. En la actualidad el sistema de distribución es híbrido, es decir está constituido por dispositivos electromecánicos y microprocesados, existe una similitud en las características tiempo-corriente de estos dos tipos de equipos. El estándar C37.112-1996, define los requerimientos para que ambos tipos de relevadores sean compatibles y satisfagan los requerimientos para coordinación. La referencia [65] resume los principios básicos de dicho estándar.

3.3.2 RESTAURADORES

Ya se ha comentado que hasta el 95% de todas las fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos y que sobre la base de estas estadísticas y observaciones se reconoció la necesidad de disponer de equipo con la función de apertura y cierre automático; pues bien: el restaurador, al igual que el recierre, tiene ese propósito. La operación de un restaurador es muy similar a la de un interruptor con un relevador de recierre. La principal diferencia entre los dos dispositivos es que el restaurador tiene menor capacidad de interrupción y su costo es considerablemente menor [66].

De acuerdo con ANSI/IEEE C37.100-1981, “un restaurador es un dispositivo autocontrolado que interrumpe automáticamente y recierra un circuito de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de apertura y cierre seguido de un reseteo, cierre sostenido o bloqueo”.

Los restauradores se clasifican de varias maneras: por su medio de interrupción, por su medio de control y por su número de fases. Desde su aparición en 1940, los restauradores han evolucionando y con ello su clasificación. Como medio de extinción



del arco han utilizado aceite, vacío y gas SF₆, respecto a su tipo de control se han desarrollado en hidráulicos, electrónicos y microprocesados. Además, estos pueden ser monofásicos y trifásicos, donde los trifásicos pueden tener 3 modos de desconexión y bloqueo; (1) disparo trifásico, bloqueo trifásico, (2) disparo monofásico, bloqueo trifásico, (3) disparo monofásico, bloqueo monofásico, estas dos últimas opciones presentan la ventaja de interrumpir, en caso de falla, solo a los usuarios que se encuentran en las fases falladas, aunque se tiene el inconveniente de que puede presentarse el fenómeno de ferorrresonancia o daño a las cargas trifásicas, en especial motores [67,68] .

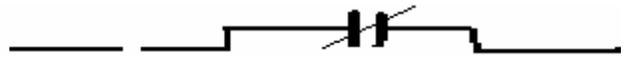
El control hidráulico, por lo general por ser más económico, fue utilizado en restauradores monofásicos y en trifásicos de rangos pequeños, este control está integrado al restaurador y la señal de operación se obtiene de una bobina en serie con la línea y la energía de recierre es proporcionada por resortes. La corriente mínima de disparo para este tipo de restaurador es dos veces el rango del restaurador. Este ajuste es similar al TAP del relevador; es su ajuste de corriente más importante.

El control microprocesado se llega a utilizar en restauradores monofásicos pero comúnmente se usa en restauradores trifásicos. Se utilizan transformadores de corriente tipo bushing, al interior del equipo, que proveen las señales necesarias para las operaciones que se han de esperar. Los nuevos restauradores usan gas SF₆. Este tipo de restauradores permiten comunicación y con ello control remoto. En este caso, el nivel mínimo de disparo es independiente del rango del restaurador.

En la actualidad los fabricantes ya están implementando control digital a los restauradores monofásicos [69]. Además, dado que existe operando una gran cantidad de equipo electromecánico, algunas compañías suministradoras están implementando esquemas adaptando unidades terminales remotas (UTR) a estos equipos convencionales [3.70] o desarrollando controles microprocesados, para modernizar su funcionamiento [3.71].

La operación del restaurador utiliza dos curvas de tiempo inverso. La primer curva, conocida como la curva "A" o instantánea, es similar a la de un relevador instantáneo y es usada para coordinar con fusibles en los ramales, bajo condiciones de falla temporal. La segunda curva conocida como curva "B" o con retraso de tiempo es usada para retrasar el disparo del restaurador y permitir al fusible fundirse bajo condiciones de falla permanente.

Las curvas con retraso de tiempo del restaurador (B, C, D ó E) son fijas. En contraste con la curva de tiempo inverso de un relevador la cual tiene un ajuste de tiempo (dial) infinito. Dicho de otra manera, un restaurador puede tener más de una operación instantánea en un intento por disipar una falla temporal, mientras que el relevador de un alimentador puede normalmente tener solo una.



Generalmente, la característica de tiempo y la secuencia de operación del restaurador se seleccionan para coordinar con dispositivos que se encuentran hacia la fuente. Después de seleccionar el tamaño y secuencia de operación del restaurador, los dispositivos ubicados hacia la carga se ajustan para lograr correcta coordinación.

El número de restauradores que pueden ser instalados sobre un circuito está limitado por su costo y las prácticas de protección, también dependerá de la longitud relativa de la línea y de la distribución de carga. Las distancias actuales entre restauradores son determinadas al calcular los niveles de falla en el voltaje respectivo. Los restauradores, en la red de distribución, son usados en subestaciones, en la troncal de alimentadores o en ramales.

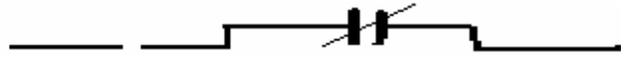
3.4 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones, en un sistema de distribución, consiste esencialmente de un estudio ordenado tiempo - corriente que involucra a todos los dispositivos de protección conectados en serie. Todas las características de operación, de cada uno de los dispositivos de la red, son colocadas en gráficas log-log donde se pueden verificar perfectamente los márgenes en los tiempos de operación cuidando que no exista ningún cruzamiento entre ellas.

Como ya antes fue señalado, existen dos formas básicas de llevar a cabo la coordinación de protecciones por sobrecorriente en cualquier tipo de sistema, en la práctica se combinan los dos tipos de coordinación:

- Coordinación por magnitud de corriente. Esta se lleva a cabo cuando existe una diferencia significativa en los valores de corriente de cortocircuito entre los diversos puntos donde se encuentran ubicados los dispositivos de protección, tal que los más cercanos al lado fuente estarán sujetos a la circulación de una corriente mayor que los que están más lejos. Lo cual permite seleccionar la operación ordenada de los dispositivos dependiendo del valor de la corriente.
- Coordinación por tiempo. Para asegurar la selectividad de operación bajo cualquier circunstancia en un alimentador radial, se aumenta el tiempo de operación de la protección a partir del extremo alejado del circuito protegido hasta la fuente de alimentación. Al aumentar el número de elementos conectados en serie, aumenta el tiempo de operación hacia la fuente. En consecuencia, las fallas más severas, que se producen cerca de la fuente de alimentación, se aíslan después de un intervalo de tiempo más largo.

Generalmente se toma como base la corriente de cortocircuito en el dispositivo del lado carga para hacer la comparación o ajuste de los tiempos respectivos de operación.



Las gráficas que se habrán de elaborar son de dos tipos:

Una para fallas trifásicas en donde se grafican las características de operación de los dispositivos que protegen para fallas entre fases.

Otra para fallas de fase a tierra donde se deben graficar, tanto las características de operación de los dispositivos que protegen fallas de fase a tierra, como las características de operación de los dispositivos para protección de fallas entre fases, ya que la corriente de falla de fase a tierra también pasa por estos dispositivos y es posible que en alguna circunstancia operen simultáneamente o antes que los dispositivos de fase a tierra.

Una vez que han sido definidas las curvas para los relevadores de sobrecorriente, se debe verificar que estén por debajo de las curvas correspondientes a la capacidad térmica de los transformadores y cables. En el caso de conductores, se deben usar las gráficas de los fabricantes que indican los valores de corriente de cortocircuito que pueden soportar en determinado tiempo.

CAPITULO 4

SISTEMAS DE COMUNICACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

Las protecciones asistidas por comunicaciones han estado en servicio por décadas, en sistemas de transmisión, el disparo con alta velocidad para mantener la estabilidad del sistema es la premisa que justifican las grandes inversiones en relevadores y equipo de comunicación. Los esquemas de protección fueron creados para mitigar las limitaciones en comunicación y preservar la operación con alta velocidad, bajo cualquier condición [72].

Hoy en día se dispone de un buen número de nuevos y tradicionales sistemas de comunicación, económicamente aplicables al sistema de distribución; por supuesto que cada uno tiene su fortaleza y su debilidad. Dada esta variedad de medios de comunicación, existe un gran interés por establecer nuevas formas de protección que mejoren los tiempos de operación, no porque la estabilidad del sistema esté en riesgo sino porque las condiciones de voltaje de alimentadores vecinos pueden agravarse por el retraso en la liberación de la falla[73], pero que además ofrezcan métodos de restauración de carga que aumenten la continuidad y por tanto la confiabilidad del suministro eléctrico de los usuarios.

Para comprender el funcionamiento de las tecnologías de vanguardia en la transmisión de datos, es necesaria una introducción a los sistemas de comunicación. Una de las aplicaciones representativas de la transmisión de datos con procesos distribuidos en forma dispersa sobre un área geográfica extensa lo constituyen los sistemas SCADA. A partir de la cual otros sistemas, como la automatización en distribución, han emulado su sistema de adquisición de datos, descrito en el capítulo 2.

Dentro de los elementos más importantes de un sistema de comunicación se encuentra el medio de transmisión, pero a medida que la industria eléctrica ha incorporado nuevos y modernos dispositivos de automatización, los protocolos de comunicaciones han adquirido gran importancia. Desde hace bastante tiempo se ha buscado la interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) de diferentes fabricantes, y los protocolos abiertos han sido un esfuerzo destinado a ello, pero el problema no se ha resuelto en su totalidad; al parecer, finalmente, con la norma IEC 61850 esto podrá ser una realidad.

Las características de cada sistema de comunicaciones impactan su aplicabilidad a un esquema de protecciones en particular. Del mismo modo, el esquema de protección

seleccionado necesita tomar ventaja de la fortaleza y acomodar las debilidades de un particular sistema de comunicaciones. Algunas veces los requerimientos de protección pueden determinar los métodos de comunicación y algunas otras la disponibilidad de comunicaciones determinan el sistema de protección. Debido a que el costo es una parte muy importante de la mayoría de los componentes del sistema de distribución, la elección y aún la disponibilidad de comunicaciones para protección puede depender de lo que está disponible.

No es propósito de este capítulo hacer una comparación de las características generales de los diferentes sistemas de comunicación para sistemas de distribución, porque ya existen trabajos sobre este tema [74]. Lo que se pretende en este capítulo es hacer una revisión general de los elementos que deben considerarse en un sistema de comunicaciones y como son aplicables al sistema SCADA y AD, de manera que se puedan usar los conceptos con propiedad.

4.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN.

El objetivo de un sistema simple de comunicación es intercambiar información entre dos sistemas; un sistema de origen y un sistema destino. Para ello necesita 3 elementos básicos: Un emisor, un medio y un receptor. De estas sencillas premisas se desencadena una cantidad de información de grandes proporciones, la cual conforma la ciencia de las comunicaciones, porque con la intención de compartir información y recursos de manera sencilla y eficiente se deben resolver ciertas interrogantes de aquel sistema simple, por ejemplo: que medio de transmisión utilizar?, que cantidad de datos se desea enviar?, a que velocidad?, que cantidad de usuarios necesita comunicarse?, quien tiene preferencia por transmitir?, que topología utilizar?, entre otras.

4.2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

La forma más simple de comunicación entre dos terminales o dispositivos es establecer una conexión directa a través de un medio de transmisión punto a punto. Sin embargo, normalmente no es viable la conexión mediante un enlace punto a punto, si los dispositivos están muy alejados o si el número de ellos es elevado, la figura 4.1 proporciona una idea de lo planteado. La solución es interconectar cada dispositivo a una red de comunicaciones.

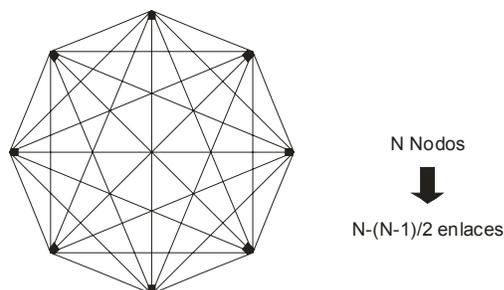


Figura 4.1 Enlaces necesarios para comunicar “N” usuarios

Es posible clasificar a las redes de comunicación de diversas maneras[75]. En este caso y de acuerdo a los propósitos de este capítulo, solo se considerarán dos tipos de clasificaciones:

- **De acuerdo a la topología.** Dentro de las 3 más importantes están la topología en estrella, la topología en anillo y la topología en bus. En la topología estrella, el flujo de información pasa a través de un solo dispositivo; este es el tipo de topología utilizado por el sistema SCADA. En la topología en anillo, para que la información circule, cada estación debe pasar información a la estación adyacente; este tipo de topología es utilizada en la AD. Por lo que respecta a la topología en bus, y dado que en ella, todos los dispositivos de la red pueden “ver” las señales de los otros dispositivos se aplican a sistemas de integración[76]
- **De acuerdo a su cobertura.** Dos de ellas son las redes de área local (LAN, por sus siglas en inglés) y redes de área metropolitana (MAN, del inglés Metropolitan Area Network). La primera proporciona servicios a terminales distribuidas en un área geográfica de reducidas dimensiones, la segunda es similar a la LAN pero en el entorno de una ciudad. En redes de distribución eléctrica, generalmente, tanto el SCADA como la AD están basadas en redes LAN y los sistemas de integración pueden estar basadas en sistemas MAN.

4.2.2 CONCEPTOS BÁSICOS APLICADOS A SISTEMAS SCADA y AD

Tal como se mencionó en el capítulo 2, los sistemas de comunicación inicialmente se aplicaron a los sistemas de control supervisorios y de adquisición de datos (SCADA), y aún cuando este sistema creció independiente del sistema de automatización en distribución (AD) muchas funciones, particularmente la adquisición de datos son ejecutadas por las dos. Por tanto, y dado que es necesario considerar los elementos que constituyen a ambos sistemas, a continuación se menciona brevemente la composición del sistema SCADA, el cual se hace extensivo a la AD (aunque, no utiliza maestras).

El SCADA, es en realidad sistema de telemetría y telecontrol que permite medir y controlar un proceso determinado [77], implicando un medio de comunicación. La telemetría es un sistema de medida de magnitudes físicas que permite transmitir las a un observador lejano. De aquí que un sistema SCADA se defina como un sistema capaz de obtener y procesar información de procesos industriales dispersos y de actuar en forma remota sobre los mismos, tales como las redes de distribución eléctrica, oleoductos, gasoductos, etc.

Cuatro elementos básicos constituyen a los sistemas SCADA, tres de ellos representan al Hardware y uno al software

- Unidad maestra

- Unidad terminal remota (UTR)
- Canales o medios de comunicación
- Protocolos de comunicación

4.2.2.1 UNIDAD MAESTRA

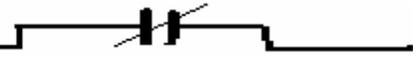
Este término ha sido comúnmente utilizado para designar al sistema electrónico de cómputo que adquiere todos los datos procedentes de las unidades terminales remotas y que ejecuta acciones de control remoto. La estación maestra es generalmente un microcomputador de alta capacidad que contiene módulos de “software”, los cuales consisten en programas de aplicación específicos para llevar a cabo cada una de las tareas de la unidad.

4.2.2.2 UNIDAD TERMINAL REMOTA

Las UTR (en inglés: Remote Terminal Units) son sistemas que cuentan con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso, provista por los dispositivos de instrumentación y control en una localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema centralizado maestro. La arquitectura de una unidad terminal remota consta típicamente de: (a)Módulo de entrada, (b)Módulo de control, (c)Módulo de procesamiento de información (en inglés: CPU), (d)Módulo de comunicaciones y (e)Módulo de sincronización de tiempo (GPS, en inglés :Global Position System). En la actualidad, la capacidad de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) ha permitido sustituir a las UTR's, pero en general, su funcionamiento es el ya descrito.



Figura 4.2 Comunicación entre UTR y restaurador



4.2.2.3 MEDIO DE COMUNICACIÓN

La efectividad y confiabilidad operacional de una red de comunicación depende en gran medida de la transmisión de datos entre la estación maestra y las unidades terminales remotas, por lo tanto, se debe proveer de un medio a través del cual se establezca el intercambio de datos entre éstas unidades de una forma coordinada, confiable y segura.

Hay varios medios disponibles de comunicación, de entre los cuales se pueden distinguir los medios alámbricos y los inalámbricos. Los requerimientos fundamentales, para la infraestructura de comunicación, son: (a) determinación del índice promedio de mensajes del sistema, (b) debe manejar la cantidad de datos y multitareas requerida, (c) debe tener adecuada capacidad de procesamiento de datos y tiempos de respuesta del sistema, (d) debe permitir el crecimiento de la red y aplicaciones adicionales.

A continuación, se muestra una lista de los medios de comunicación que existen en la actualidad, estos pueden ser usados individualmente o combinados. El orden de la lista se elaboró considerando, de menor a mayor, la factibilidad actual de aplicación práctica.

4.2.2.3.1 SISTEMA CARRIER

Tiene la ventaja de usar la propia red de la compañía suministradora. Puede alcanzar cualquier punto sobre la red y extenderse automáticamente a nuevos elementos de red. Tiene un ancho de banda limitado, en la mayoría de los casos menos de 100 bits/segundo. Esta capacidad de transmisión, generalmente la hace inadecuada en sistemas de distribución.

4.2.2.3.2 COMUNICACIÓN POR SATÉLITE

Esta tecnología es usada para el control de manejo de carga. Una red de comunicación basada en satélite es utilizada en sistemas de potencia. Esta, tiene un factor de 99.5 por ciento de confiabilidad y es insensible a la distancia. Toda la red puede ser monitoreada y controlada centralmente. Hay tres tipos de tecnologías de red; En estrella, en malla y conexión punto a punto. Desafortunadamente en los circuitos de distribución, el costo que representa esta opción prohíbe su aplicación.

4.2.2.3.3 FIBRA ÓPTICA

La fibra óptica de punto a punto tiene insuperables ventajas operacionales, por su capacidad de transmisión de datos se emplea normalmente para protecciones diferenciales, sin embargo su alto costo es la limitante de su uso en la mayoría de los circuitos de distribución. La fibra óptica es inmune a las fuentes de ruido, pero debe

considerarse que el equipo multiplexor es un punto de falla de comunicaciones; ya que puede producir ruido o pérdida momentánea de la señal.

4.2.2.3.4 RED DE TELEFONÍA PÚBLICA E HILO PILOTO

Por lo que a la protección concierne, no hay diferencia entre hilo piloto y un contrato con una compañía telefónica. La aplicación del hilo piloto, generalmente se da en protección diferencial. El hilo piloto representa un alto grado de falla y por tanto su monitoreo debería constituir una parte esencial del esquema. Las líneas telefónicas dedicadas arrendadas son usadas regularmente en la AD. Los servicios de comunicación a través de celulares, en áreas rurales, tienen la ventaja de proveer servicio barato y confiable porque son lugares inaccesibles donde cualquier otro medio será incosteable.

4.2.2.3.5 RADIO COMUNICACIÓN

Así como los sistemas carrier, generalmente estos medios son propiedad de la empresa, pero tienes la importante ventaja de que su operación es independiente de la condición del sistema de potencia. Es más, se puede proveer muchos canales de datos, incluyendo canales de alta velocidad, así como de comunicación de voz. Las tecnologías de radio requieren licencia –generalmente el medio más ampliamente usado es la frecuencia UHF y VHF. En VHF, existen dos espacios de frecuencia para uso en el sector energía, estos son: 66-68 MHz y 136-174 MHz. La frecuencia UHF ha sido destinada para comunicación por SCADA y para la AD [19], sus rangos son: 314-367 MHz y 915-935 MHz. La desventaja de la radiofrecuencia es que está limitada a canales disponibles por la licencia de la autoridad y a su índice de transferencia de datos relativamente bajo (típicamente 1200 bits/segundo). La tecnología de radio, generalmente usada es:

(a) Radio VHF. El radio VHF en un sentido (típicamente, la banda de 154 MHz, ampliamente usada en Estados Unidos) es generalmente usada para enviar comandos de control de carga. Se dispone de receptores de radio para permitir los comandos de control de carga.

(b) Radio UHF multidirección. El sistema multidirección fue desarrollado como un sustituto para líneas telefónicas dedicadas y son ampliamente usados para SCADA y en la AD. Consisten de estación de radio maestra, la cual se comunica con varios radios remotos (los cuales tienen UTR). Cada sistema usa un par de frecuencias (314 MHz-935 MHz) una para comunicación maestra-remota y la otra para remota-maestra, de manera que sea posible comunicación duplex. Se puede incrementar la cobertura al proveer estaciones submaestras remotas. Una antena omnidireccional es usada en la radio maestra. Esa antena puede ser montada en una colina o en la superficie de una construcción para incrementar la cobertura. En los radios remotos, las antenas direccionales proveen mejor comportamiento, son menos caras, y pueden ser menos visibles. Un sistema típico de este tipo de medio de comunicación, es mostrado en la figura 4.3. Esta tecnología es usada para el manejo de carga.

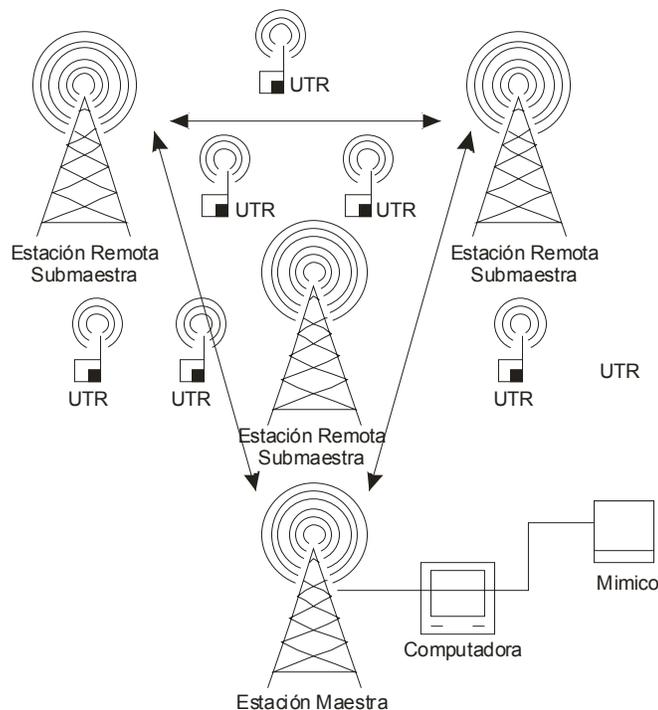


Figura 4.3 Sistema típico multidirección con radio UHF

(c) Radio UHF punto a punto. El radio en banda UHF en el rango de 915-935 MHz es ampliamente utilizado por compañías suministradoras para comunicaciones punto a punto en dos sentidos. También está disponible el rango de 585-622 MHz. Esos sistemas normalmente soportan hasta 15 canales de datos y voz operando a 4800 o 9600 bps. Las antenas usadas requieren de línea de vista para operar adecuadamente. Con terrenos planos y antenas montadas a una altura razonable, es práctica su operación confiable sobre un rango de 30 a 40 km.

4.2.2.4 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Para establecer intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación maestra sólo se requiere un medio de comunicación, como por ejemplo una línea telefónica, un radio enlace, un enlace de microondas o satelital, cable coaxial o fibra óptica y un protocolo de transmisión de datos.

Los protocolos son conjuntos de normas que definen los múltiples aspectos que intervienen en una comunicación[78]: como iniciarla, cómo terminarla, qué secuencia de mensajes emplear, cómo identificar a nuestros interlocutores, que hacer cuando el interlocutor se hace el sordo, en fin actúa de la misma forma que el protocolo diplomático establecen las reglas de las relaciones sociales.

Las primeras redes que realizaban tareas de comunicación eran relativamente sencillas, estando constituidas por una estructura de un solo nivel[79]. A medida que las

organizaciones crecieron en tamaño, el crecimiento de algunos componentes fue anárquico, cual torre de Babel, lo que provocó que los sistemas fueran, con frecuencia, poco manejables y difíciles de mantener. A menudo las antiguas redes tenían protocolos distintos que habían sido añadidos de forma evolutiva y poco planificada

La ISO (del inglés: International Standard Organization) dió un paso trascendental al definir la OSI (del inglés: Open System Interconnected) con lo cual se sentó las bases para la elaboración de estándares (fue un protocolo creador de protocolos) a través de capas (Figura 4.4). A partir de este momento, las redes se implementan utilizando el concepto de protocolos estructurados

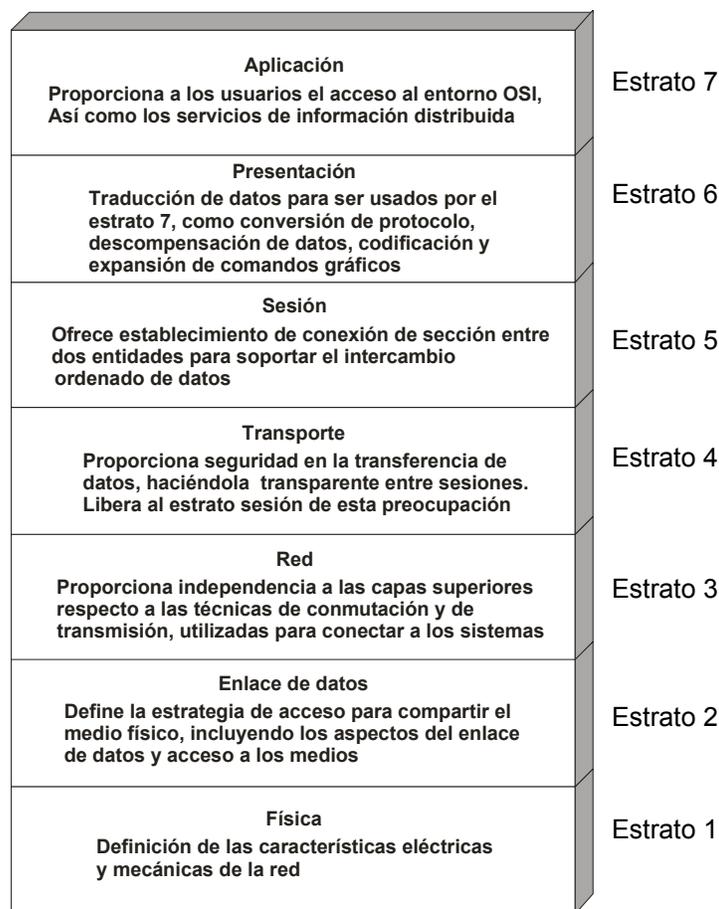


Figura 4.4 Estratos del sistema OSI (Open System Interconnected)

Con los protocolos estructurados, las comunicaciones entraron a una etapa dónde todo era más sencillo. La información transmitida entre la unidad remota y la maestra estaba “empaquetada” en un lenguaje y un formato conocido tanto por el emisor como

por el receptor. La alegría desapareció cuando se pasó de las exhibiciones a las aplicaciones reales, porque en la redes reales es común la existencia de dispositivos de diferentes fabricantes y los mensajes que enviaba el elemento de uno no eran entendidos de manera completa por el otro que los recibía.

La situación fue que cada fabricante se dió a la tarea de desarrollar su propia tecnología, creando protocolos particulares (denominados protocolos propietarios) cuidadosamente patentados para que no los copiara la competencia, y aparecieron en el mercado una diversidad considerable de protocolos.

Con el consenso de fabricantes, universidades y organismos de estandarización se dieron a la tarea de emitir protocolos que fueran afines a todos y diseñaron los denominados protocolos abiertos, obteniendo así la posibilidad de integración de dispositivos de diversas marcas comerciales. A continuación se presentan las características básicas de algunos protocolos utilizados por Unidades Remotas de los Sistemas SCADA:

- **MODBUS:** Trabaja bajo la filosofía Maestro - Esclavo, es muy utilizado en los Controladores Lógicos Programables (PLC) y por ello es muy popular en ambientes industriales, en la actualidad lo está siendo también en subestaciones porque debido a su naturaleza, puede facilitar su uso de PLC como Unidad Remota de un Sistema SCADA.
- **Distributed Network Protocol V3.0(DNP):** Permite la implementación de sistemas Maestro - Esclavo que posean una o más estaciones Maestras, así como la operación en diversos modos que permiten la transmisión de datos desde la Unidades Terminales Remotas a petición de la Unidad Maestra, o exclusivamente cuando se presenten estados de alarma. Es por ello que su uso se ha generalizado sobre las UTR's.
- **IEC 870-5 :** Es un protocolo que se aplica para equipos y sistemas de telecontrol con transmisión de datos con codificación serial de bit. Este es orientado por bytes y se basa en un modelo de referencia de tres capas, *capa Física*, capa de enlace y capa de aplicación.
- **UCA:** Arquitectura de comunicaciones diseñada por empresas suministradoras de energía eléctrica, fabricantes y consultores en Estados Unidos, su intención fue satisfacer todo requerimiento posible del equipo de subestación y alimentadores.

Aún con el uso de estos protocolos abiertos, los protocolos propietarios no han dejado de ser usados, por lo que hubo la necesidad de utilizar traductores para efectuar comunicación, esto se ilustra en la figura 4.5. Con tales traductores, el tiempo que tomaban las comunicaciones comenzó a ser excesivo para los requerimientos actuales.

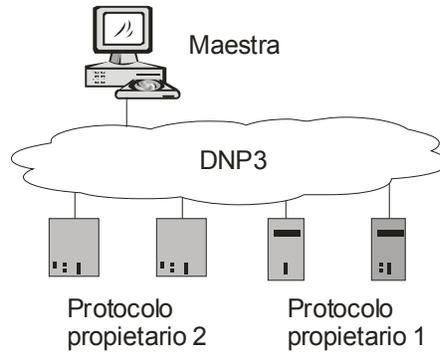


Figura 4.5 Ambiente de protocolos propietarios a protocolos abiertos

El UCA (del inglés: Utility Communications Architecture) fue desarrollado por el EPRI (del inglés: Electric Power Research Institute). En su versión 1, el UCA se basó en el modelo OSI y fue un subconjunto de estándares escogidos para que fuesen internamente consistentes con un conjunto de protocolos para suministrar todos los servicios de comunicaciones de datos requeridos, normalmente, en la industria eléctrica. Tanto para la parte de transacciones comerciales como en la operación de los sistemas.

La UCA apareció en la versión 2 y se unieron esfuerzos con los de la IEC para trabajar en el estándar denominado IEC 61850. Este estándar se publicó en Enero de 2002 y en la actualidad es utilizado por todos los fabricantes de equipos de automatización para empresas con redes distribuidas (Líneas de Transmisión y Subestaciones, Redes de Distribución, Empresas de agua, Oleoductos, Gasoductos, etc.).

Aún cuando está en periodo de aplicación, se prevé que con la denominada IEC 61850 finalmente se obtenga la tan anhelada interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) para las aplicaciones de protecciones, monitoreo, medición, control y automatización en las subestaciones. Este protocolo utiliza modelos orientados a objetos para la descripción de los dispositivos y su funcionalidad y la selección de la tecnología de comunicaciones está basada en las especificaciones de usuario, lo cual constituye una las características más robustas del IEC 61850. La figura 4.6, muestra la cronología que han tenido los protocolos de comunicación.

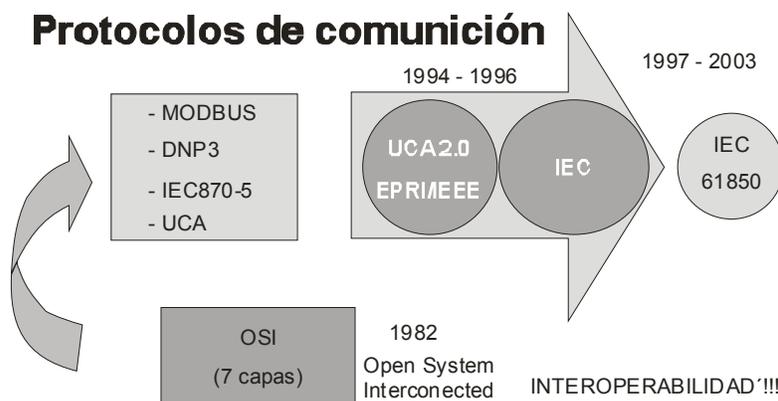


Figura 4.6 Cronología de los protocolos de comunicación

CAPITULO 5

IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CON AUTOMATISMO Y COMUNICACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de demostrar la aplicación de los temas vistos a lo largo de este trabajo, en este capítulo se desarrolla un ejemplo práctico utilizando automatización de la protección, de esta manera se implementará un esquema que automatiza el seccionamiento y la reconfiguración de una red de distribución para acelerar la restauración del servicio a la mayor cantidad de usuarios, minimizando así el impacto de una falla.

El tipo de control utilizado, para la implementación de la automatización de la red de distribución (AD), es inteligencia distribuida, lo que permite programar un algoritmo dentro cada control de la red. La capacidad de la lógica de los equipos utilizados es suficiente para construir el esquema [80,81,82].

Para reconfigurar la red de distribución después de una contingencia, el esquema usa entre restauradores adyacentes, controles microprocesados, canal de comunicación por radiofrecuencia y un protocolo de comunicaciones propietario.

Respecto a los controles de los restauradores, lo que en realidad se está utilizando son relevadores microprocesados con capacidad de recierre y se hace lo necesario a efecto de que simulen la operación de los restauradores, la referencia [82] es útil para tal efecto.

En relación al medio de comunicación, por su factor económico, se utiliza radiofrecuencia en banda UHF con rango libre de 902 a 900 MHz. Debido a su baja potencia de radiación, los equipos de radiofrecuencia usados, no requieren permiso especial ni licencia de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte[83]. Las referencias [84,85,86] sirvieron para instalar y ajustar dichos radios, esto se describe en el apéndice B.

Una vez que se activa el canal de comunicaciones, el protocolo propietario está listo para intercambiar 8 bits de datos de restaurador a restaurador; en cada control, el estado de una ecuación lógica permite la transmisión de uno a ocho bits, una vez que dichos bits se reciben, están disponibles para usarse en alguna lógica, las referencias [86,87,88] abordan el tema.



El canal de comunicaciones es el factor que permite el proceso de apertura y cierre de restauradores ante una contingencia, para lograr el objetivo de liberar la falla y recuperar el servicio eléctrico a la mayor cantidad de usuarios posible, sin embargo existe la posibilidad de que este pueda perderse. Por tal motivo, se lleva a cabo una coordinación de protecciones tradicional que actúa como respaldo en caso de que esto suceda.

La herramienta que se utilizó para el cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones es el software comercial Digsilent [895.9], parte de los criterios aplicados durante este estudio de coordinación, se describen en las referencias [90,91]. La referencia [92] analiza la coordinación de protecciones de un esquema en lazo de 5 y 7 elementos.

5.2 CONSIDERACIONES

A continuación, se proporciona una breve explicación sobre la estructura de la implementación práctica y de las consideraciones más importantes que deben tomarse en cuenta a fin de facilitar su comprensión.

5.2.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN A UTILIZAR

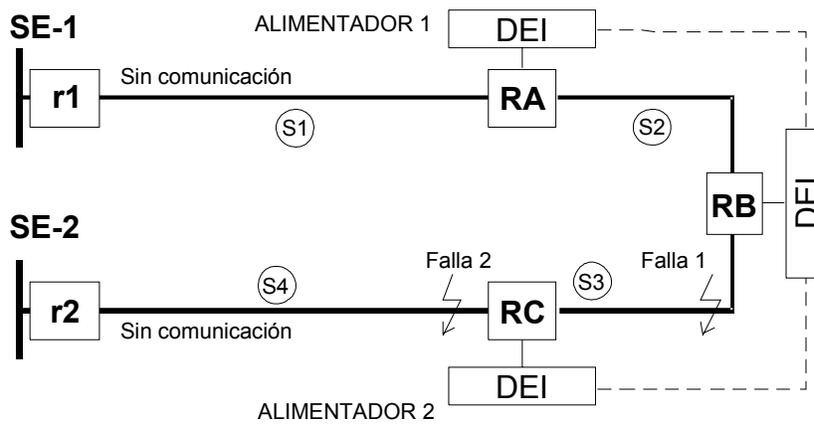
La implementación práctica, descrita en este capítulo, es un trabajo de laboratorio y está limitada por el número de equipos disponibles; el equipo con que se cuenta son tres relevadores microprocesados con capacidad de recierre y, se hace lo necesario a efecto de que simulen la operación de restauradores. También se cuenta con 4 radios en banda UHF, propios para instalarse en dichos relevadores. En el apéndice B se muestran los ajustes necesarios para la conexión de los radios a los relevadores.

En el trabajo de laboratorio, se desarrollaron dos casos. En cada uno, el equipo disponible se adecuó a la red de distribución (para ello hubo la necesidad de considerar la no existencia de comunicación entre los relevadores de la subestación y los restauradores más cercanos a ésta, ver figura 5.1), con la intención de que todas las lógicas (del apéndice A) tuvieran participación y se pudiera mostrar la eficacia del esquema.

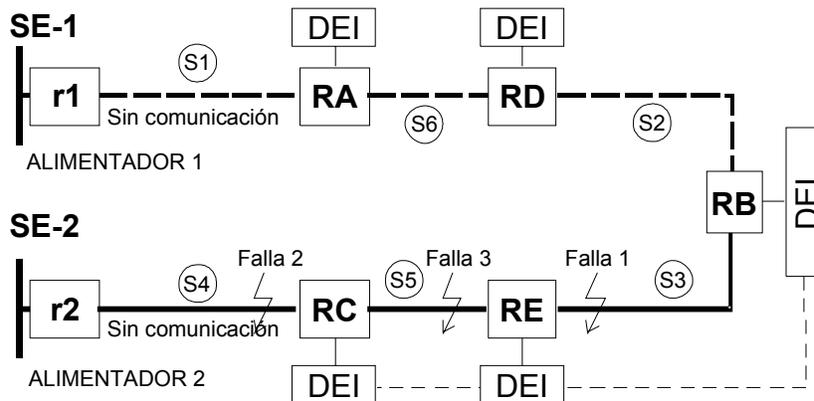
- En el primer caso (figura 5.1a), se considera un esquema en lazo de cinco elementos. El equipo disponible está representado por los restauradores RA, RB y RC. En este circuito, la pérdida de potencial es la señal que inicia el proceso de seccionamiento y transferencia, a efecto de dejar sin servicio a la menor cantidad de usuarios de la red, cuando exista falla en las secciones S1 ó S4 y los relevadores asociados cumplan su ciclo de recierre (esto se describe más específicamente en el punto 5.3.2).

Cabe mencionar que aunque el esquema no discrimina entre falla de cortocircuito y pérdida de subestación, la secuencia de operación de las lógicas (del apéndice A) es explicada considerando un evento de cortocircuito.

- En el segundo caso (figura 5.1b), se utiliza un esquema en lazo de siete elementos. El equipo disponible está representado por los restauradores RB, RE y RC. En esta red, la corriente de cortocircuito entre los restauradores RC y RE (o RA y RD) es la señal que inicia el proceso de seccionamiento y transferencia automático. Esto es abordado en el punto 5.4.1.1.



a) Red del caso 1



Seccionador: r= Relevador R= Restaurador
 Control: DEI= Dispositivo Electrónico Inteligente
 ----- Medio de comunicación (Radiofrecuencia)

b) Red del caso 2

Figura 5.1 Redes de distribución en lazo; (a) de 5 elementos, (b) de 7 elementos



Cabe señalar que para mostrar la operación de las lógicas y lograr el seccionamiento y transferencia automático ante las señales de pérdida de potencial y corriente de falla, es suficiente con utilizar la red de la figura 5.1 (b), sin embargo también se utilizó la red de la figura 5.1 (a) porque, al menos, en la red de distribución central del sistema eléctrico nacional, lo común son alimentadores con un solo restaurador

Como este es un trabajo de laboratorio y no se cuenta con el equipo de seccionamiento, el hecho de mencionar restaurador, relevador, control, equipo, dispositivo electrónico inteligente (DEI), se refiere a una misma definición: al control de los restauradores. Esta definición será usada a lo largo de este capítulo y en los apéndices A y B.

5.2.2 LÓGICAS USADAS POR EL ESQUEMA AUTOMÁTICO DE PROTECCIÓN

En el apéndice A se presenta una breve descripción de las lógicas utilizadas por el esquema automático de protección, estas se resumen en la tabla 5.1 .

Tabla 5.1. Bits involucrados en las lógicas del esquema automático de protección

Lógica	Nombre de la lógica	Función de la lógica	Bit de respuesta
1	Lógica de encendido/apagado del esquema	Enciende y apaga el esquema	LT10
2a	Lógica de inicio por pérdida de potencial	Opera por pérdida de potencial	LT11
2b	Lógica de inicio por cortocircuito	Opera por cortocircuito	LT13
3	Lógica de seccionamiento	Completa el aislamiento de la falla.	LT11
4a1	Lógica de ECO por cortocircuito	Se encarga de buscar el punto normalmente abierto, solo si sensa falla de cortocircuito.	TMB2A TMB2B
4a2	Lógica de ECO por pérdida de potencial	Se encarga de buscar el punto normalmente abierto, solo si sensa falla de cortocircuito.	TMB2A TMB2B
4b	Lógica de cierre	Se encarga de cerrar el punto normalmente abierto	LT12
5	Lógica de evento	En caso de falla, proporciona la leyenda de "Evento del esquema", en todos los equipos	SV6
6	Lógica de simulador de interruptor	Simula al interruptor para efectuar operaciones de recierre	LT1



El tipo de control utilizado para la implementación de la AD, es inteligencia distribuida, lo que significa que las lógicas mencionadas, y de acuerdo a las necesidades, se encuentran dentro de cada control de la red usada.

Una característica propia de la AD es su flexibilidad, lo que permite que el esquema sea fácilmente expandible. En la figura 5.2 se muestran las lógicas contenidas en cada restaurador según las definiciones proporcionadas en la sección 2.4.1.1.

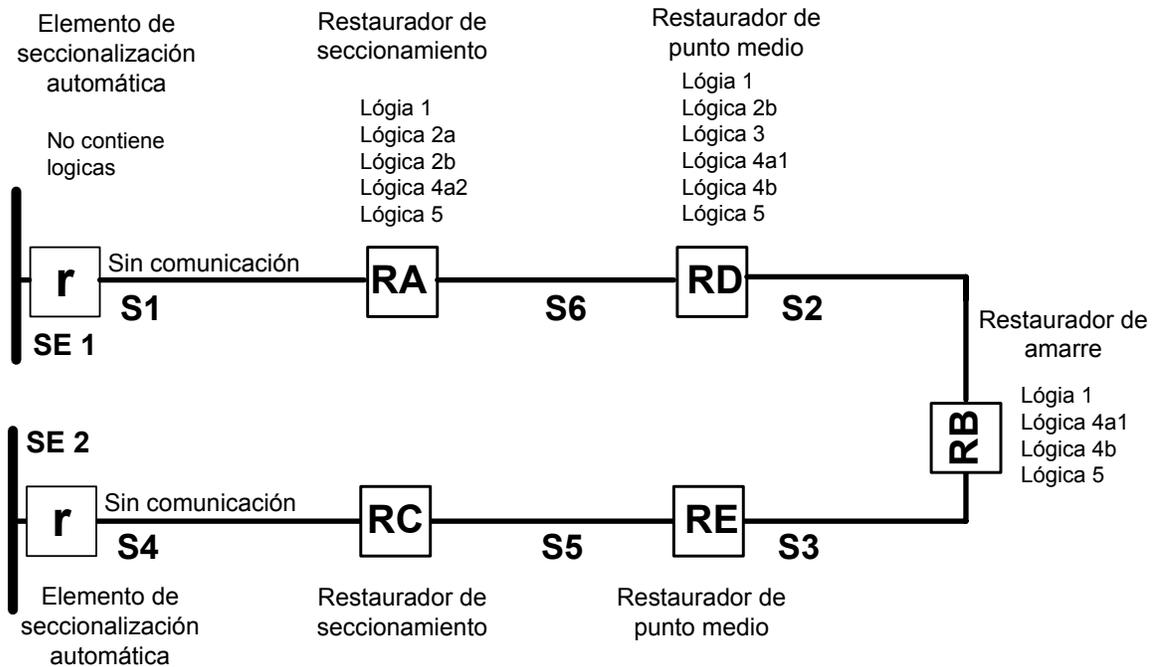


Figura 5.2 Lógicas usadas por los equipos de la red de 7 elementos.

Si se requiere expandir el esquema, al aumentar el número de restauradores, será sencillo saber las lógicas que se deben insertar en el nuevo elemento. : La red de 5 elementos contiene dos restauradores de seccionamiento (RC y RA) y un restaurador de amarre (RB).

5.2.3 DIAGRAMA DE FLUJO

En la figura 5.3, se muestra un diagrama de flujo donde se ilustra la secuencia de las lógicas del esquema automático de protección aplicado a las dos redes de la figura 5.1. El objetivo del diagrama, es mostrar la operación de las lógicas ante la detección de pérdida de potencial y corriente de falla, sin embargo esto se describe con más detalle en las próximas secciones.

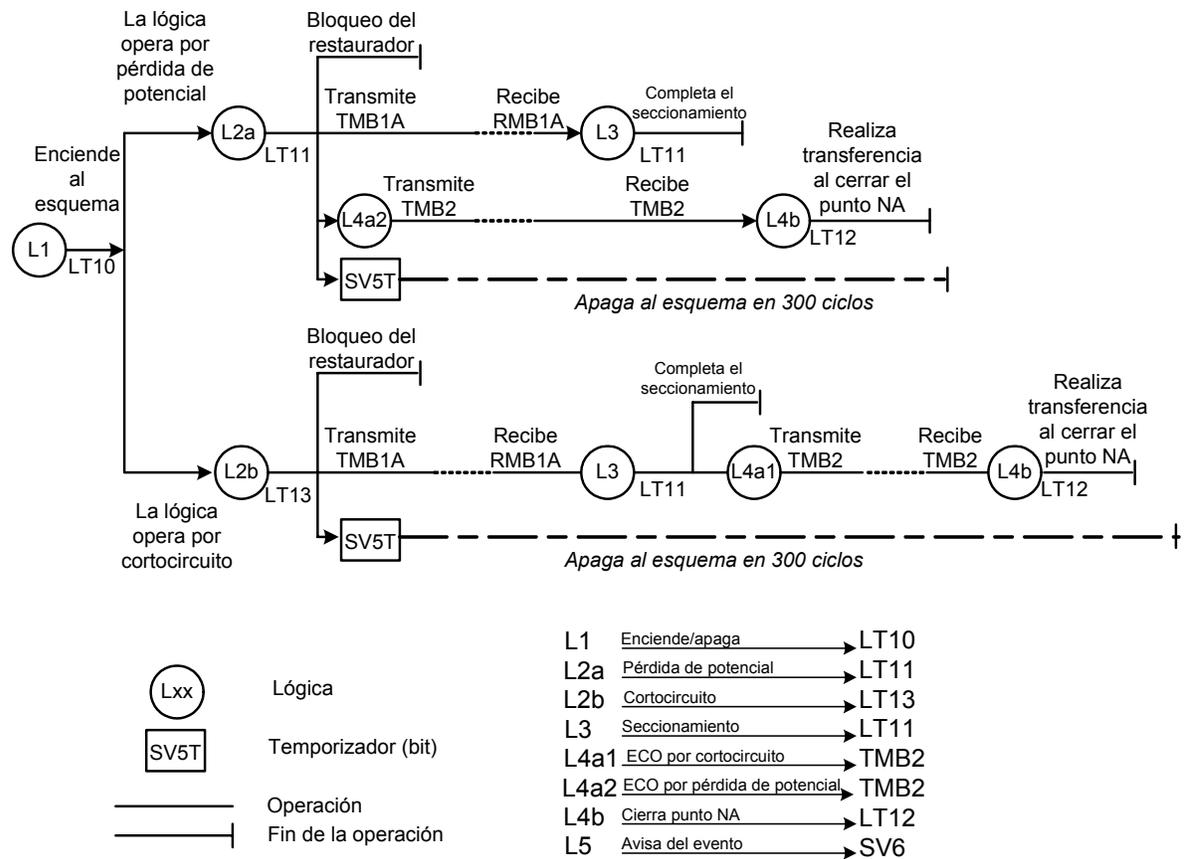


Figura 5.3 Diagrama de flujo con la operación de las lógicas del esquema automático de protección.

A continuación, se proporciona una explicación más amplia del desempeño del esquema aplicado a las redes de la figura 5.1.

5.3 CASO 1: Arreglo en lazo con tres restauradores.

5.3.1 AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

En la figura 5.3, aparece un diagrama de transferencia de cargas de la red en estudio, en este se muestran los valores máximos de carga en los alimentadores, los valores nominales se consideran un 20% por debajo de los mostrados. También se indican las longitudes y puntos de localización de los 3 restauradores instalados en dichos alimentadores.

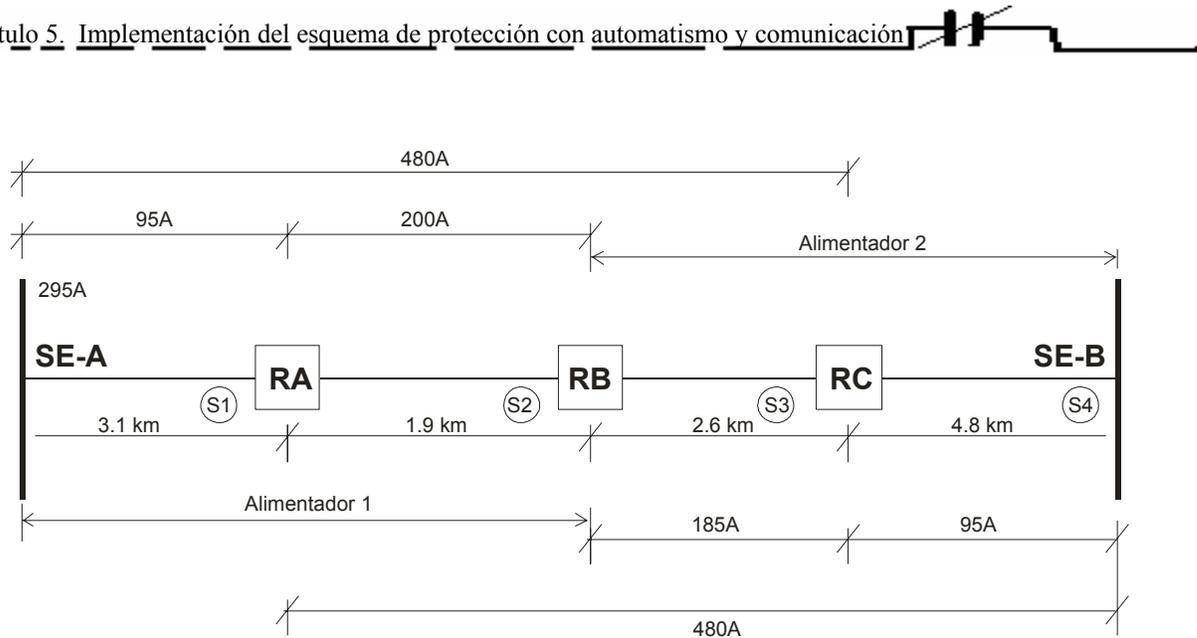


Figura 5.4 Transferencia de cargas con valores máximos en ambos alimentadores

De acuerdo al planteamiento de coordinación mencionado en el capítulo 3, para todos los restauradores por coordinar, los parámetros más importantes a considerar son los niveles de disparo mínimo establecidos para fallas trifásicas y de fase a tierra, las curvas tiempo corriente, la secuencia de operación, los intervalos de recierre y el margen de tiempo adecuado entre dispositivos hacia la carga, para que no sobrealcancen.

El valor de disparo mínimo se establece considerando la corriente de carga máxima en horas pico del sistema, también se toma en cuenta el nivel más bajo de cortocircuito en cada zona de protección del restaurador (para verificar que la corriente de carga no sea mayor que la corriente de cortocircuito).

Debido a que es necesario proteger los alimentadores contra fallas temporales, entonces se requiere que el restaurador más cercano a la subestación tenga al menos una operación rápida. Los disparos simultáneos en las operaciones rápidas, pueden ser eliminados por medio de la selección adecuada de las curvas tiempo corriente y el uso de la función de coordinación de secuencia.

Cuando la función de coordinación de secuencia está activada, el restaurador del lado carga coordinará con el restaurador del lado fuente, siempre y cuando el restaurador del lado carga tenga el mismo o mayor número de operaciones rápidas.

Las operaciones lentas deben elegirse para que el restaurador del lado carga pueda operar hasta bloquearse por una falla permanente, sin que el restaurador de respaldo dispare después de haber realizado sus operaciones rápidas.

En la figura 5.4 se muestran los valores calculados de cortocircuito en los puntos necesarios para usarlos en el cálculo de ajustes y coordinación de protecciones entre los relevadores de sobrecorriente y los restauradores.

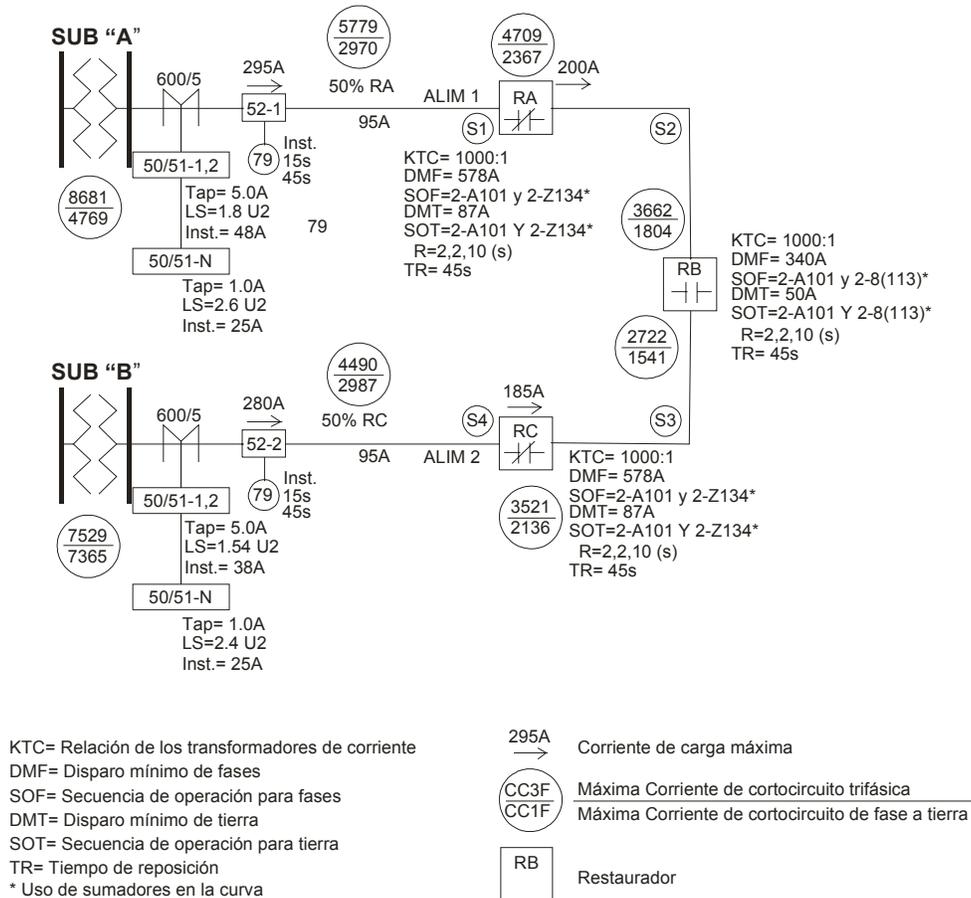


Figura 5.5. Circuito completo del esquema en lazo con tres restauradores

Las contingencias que pueden presentarse en la red de la figura 5.4 son las siguientes:

- 5.3.1.1 Condición normal (RB abierto). Si la contingencia ocurre en las secciones S2 ó S3 deberán operar los restauradores respectivos (RA ó RC). De acuerdo a los conceptos del capítulo 2, existe seccionamiento automático pero no hay necesidad de transferencia automática.
- 5.3.1.2 Condición especial (RC abierto, RB cerrado ó RA abierto, RB cerrado). Si la contingencia ocurre en las secciones S1 ó S4, entonces habrá tanto seccionamiento automático (por el relevador de la subestación respectivo y

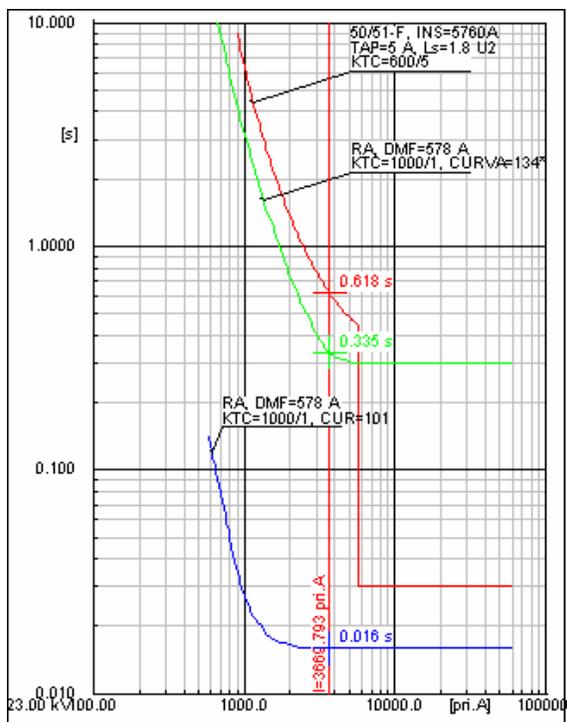


al restaurador involucrado) como transferencia automática (efectuada por el restaurador normalmente abierto RB), de esta manera la carga de la sección sin falla (S2 ó S3) será “tomada” por la red radial alterna

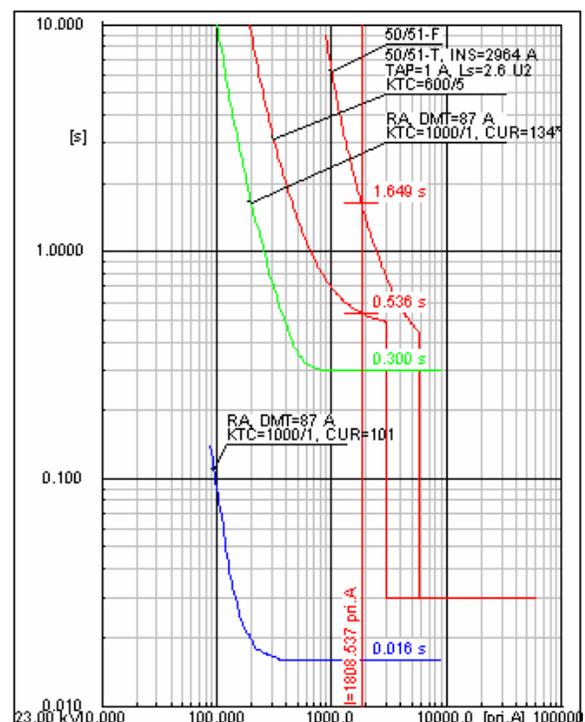
En la figura 5.5, también se muestran los ajustes propuestos, para los dos alimentadores de la red. Los criterios y metodología de ajuste se describen en las referencias [5.1,5.11], estos ajustes se calcularon para enfrentar tanto las contingencias del inciso (5.3.1.1) como del (5.3.1.2); es decir que, ante el cambio de la configuración de la red producto de una contingencia en la sección S1 (ó S4), no se requerirá cambio de ajustes. Posteriormente se ilustrará el hecho de que ante contingencias ocurridas como se describe en el punto (5.3.1.2), actuará el esquema automático de protección y por tanto las lógicas que se mencionan en el apéndice A.

5.3.1.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ANTE UNA CONDICIÓN NORMAL (RB abierto).

Como el objetivo principal de este trabajo no es el análisis de coordinación de protecciones, únicamente se mostrará la coordinación completa del alimentador 1. En la figura 5.6, se muestran las curvas de coordinación de protecciones para fallas trifásica y de fase a tierra, ocurridas ante una condición normal, en la sección 2 del alimentador 1.



(a). Curvas de Fase. Curvas con sumadores



(b). Curvas de Tierra. Curvas con sumadores

Figura 5.6. Curvas de coordinación de protecciones del alimentador 1, para fallas trifásicas y de fase a tierra ante una condición normal (RB abierto)



Cabe mencionar que, en la coordinación de protecciones se hizo el esfuerzo por utilizar las curvas naturales de los restauradores, sin embargo, cuando esto no fue posible se utilizaron sumadores en las curvas (o multiplicadores), tal uso se identifica con un asterisco (*).

Las tablas 5.2 y 5.3, muestran el resumen de los tiempos de operación e intervalos de tiempos de coordinación para el alimentador 1, bajo la condición normal ya mencionada

Tabla 5.2. Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas trifásicas, en el alimentador 1, en condiciones normales de operación (RC-abierto)

Localización de la Falla	Falla 3 ϕ [A]	Long. [km]	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)						Intervalo de tiempo de coordinación (s)	
			Curvas Rápidas		U Ints.	Curvas Lentas		U. Tiempo		
			RB=2	RA=2	50/1,2	RB=2	RA=2	51/1,2	RB-RA	51-RA
BUS DE 23 kV	8681	----	----	----	0.03	----	----	----	----	INST. 0.03
60% DE SECCION 1	5779	1.86	----	----	N/O	----	----	0.44	----	0.44
INICIO DE REST. RA	4709	3.1	----	0.016	N/O	----	0.30	0.50	----	0.20
FIN DE REST. RA	3662	5.0	----	0.016	N/O	----	0.33	0.61	----	0.28

Tabla 5.3. Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas monofásicas, en el alimentador 1, en condiciones normales de operación (RC-abierto)

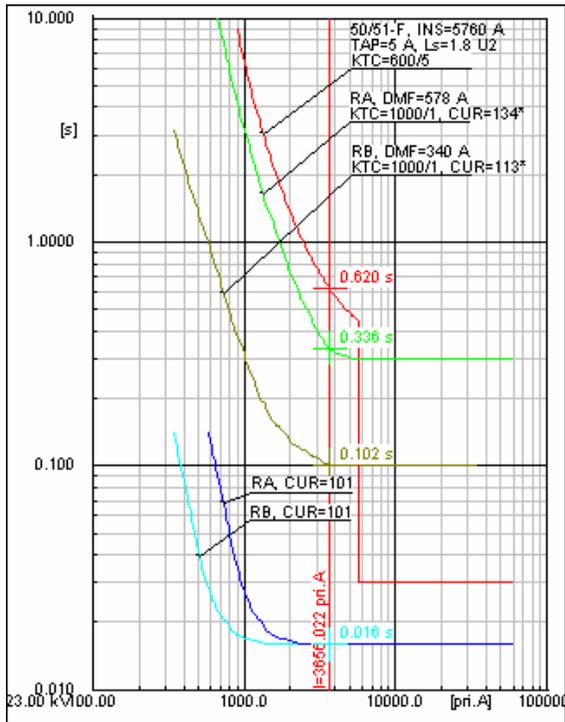
Localización de la Falla	Falla 3 ϕ [A]	Long. [km]	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)						Intervalo de tiempo de coordinación (s)	
			Curvas Rápidas		U Ints.	Curvas Lentas		U. Tiempo		
			RB=2	RA=2	50/1,2	RB=2	RA=2	51/1,2	RB-RA	51-RA
BUS DE 23 kV	4769	----	----	----	0.03	----	----	----	----	INST. 0.03
60% DE SECCION 1	2970	1.86	----	----	N/O	----	----	0.49	----	0.49
INICIO DE REST. RA	2367	3.1	----	0.016	N/O	----	0.30	0.50	----	0.20
FIN DE REST. RA	1804	5.0	----	0.016	N/O	----	0.30	0.53	----	0.23

5.3.1.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ANTE UNA CONDICIÓN ESPECIAL (RC abierto, RB cerrado).

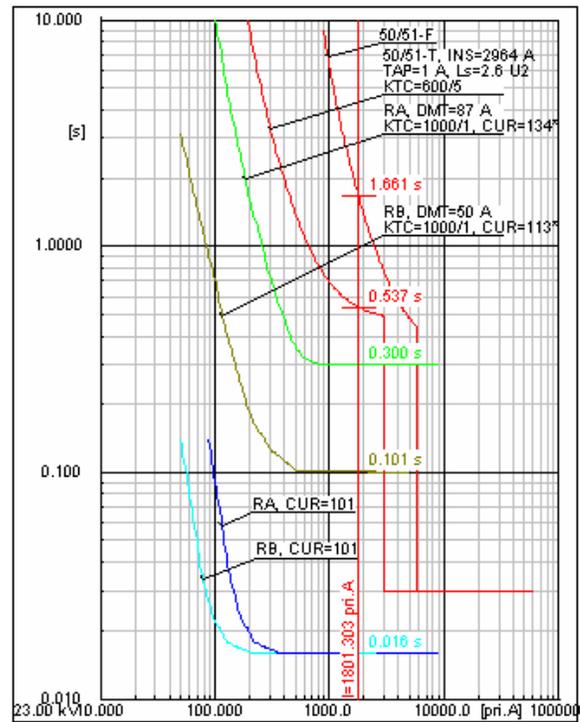
En la figura 5.7, se ha considerado que ante una contingencia en la sección S4, existe una condición especial y el alimentador 1 ha “tomado” la carga de la sección S3, por tal



motivo dichas figuras muestran las curvas de coordinación de protecciones para fallas trifásicas y de fase a tierra, ocurridas en la sección S3.



(a). Curvas de Fase; Curvas con sumadores



(b). Curvas de Tierra; con sumadores

Figura 5.7. Curvas de coordinación de protecciones del alimentador 1, para fallas trifásicas y de fase a tierra ante una condición especial (RC abierto, RB cerrado)

Las tablas 5.4 y 5.5, muestran el resumen de los tiempos de operación e intervalos de tiempos de coordinación para el alimentador 1, bajo la condición especial ya mencionada

Tabla 5.4 Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas trifásicas, en el alimentador 1, en condiciones especiales de operación (RC-abierto, RB-cerrado)

Localización de la Falla	Falla 3 ϕ [A]	Long. [km]	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)						Intervalo de tiempo de coordinación (s)	
			Curvas Rápidas		U Ints.	Curvas Lentas		U. Tiempo	de coordinación (s)	
			RB=2	RA=2	50/1,2	RB=2	RA=2	51/1,2	RB-RA	51-RA
BUS DE 23 kV	8681	----	----	----	0.03	----	----	----	----	INST. 0.03
60% DE SECCION 1	5779	1.86	----	----	N/O	----	----	0.44	----	0.44
INICIO DE REST. RA	4709	3.1	----	0.016	N/O	----	0.30	0.50	----	0.20
INICIO DE REST. RB	3662	5.0	0.016	0.016	N/O	0.10	0.33	0.62	0.23	0.29



Tabla 5.5 Tiempos de operación e intervalos de tiempo de coordinación para fallas monofásicas, en el alimentador 1, en condiciones especiales de operación (RC-abierto, RB-cerrado)

Localización de la Falla	Falla 3φ [A]	Long. [km]	TIEMPO DE OPERACIÓN (s)						Intervalo de tiempo de coordinación (s)	
			Curvas Rápidas		U Ints.	Curvas Lentas		U. Tiempo		
			RB=2	RA=2	50/1,2	RB=2	RA=2	51/1,2	RB-RA	51-RA
BUS DE 23 kV	4769	----	----	----	0.03	----	----	----	----	INST. 0.03
60% DE SECCION 1	2970	1.86	----	----	N/O	----	----	0.49	----	0.49
INICIO DE REST. RA	2367	3.1	----	0.016	N/O	----	0.30	0.50	----	0.20
INICIO DE REST. RB	1804	5.0	0.016	0.016	N/O	0.10	0.30	0.53	0.20	0.23

La secuencia de operación de los restauradores se puede ajustar para que las aperturas sean rápidas o lentas, o también se puede tener una combinación entre rápidas y lentas y el total de operaciones es de cuatro.

Las operaciones rápidas eliminan fallas presentadas hasta antes de los ramales de la troncal principal, en donde existen fusibles con el fin de que estos no sean dañados. Las operaciones lentas son utilizadas para que los fusibles eliminen fallas permanentes.

5.3.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA AD EN EL ESQUEMA DE 5 ELEMENTOS

La figura 5.8, muestra las lógicas que contiene cada equipo del esquema en lazo de tres elementos.

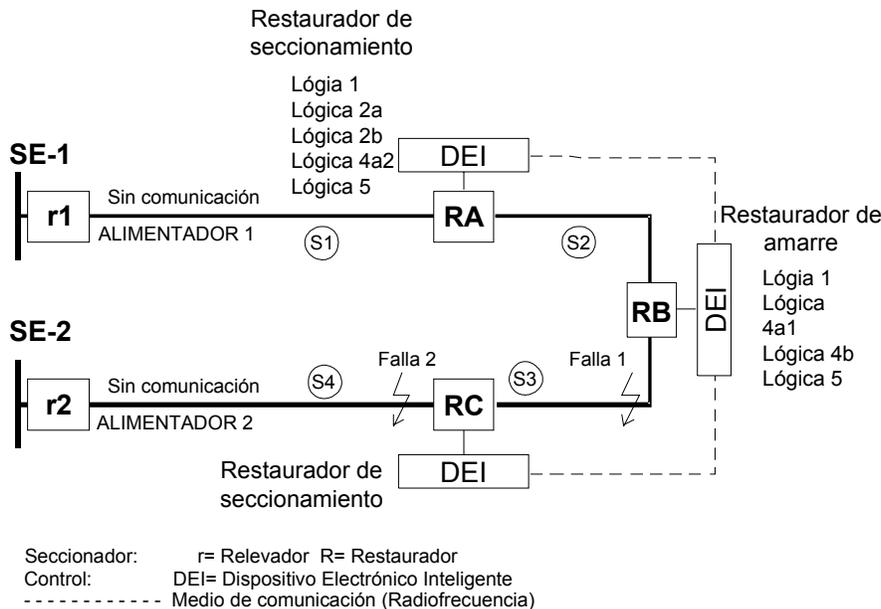


Figura 5.8 Red de distribución en lazo de cinco elementos



Dada la configuración de la red de la figura 5.8, la operación del esquema ante fallas en la sección S4 es similar a las fallas que aparezcan en la sección S1, lo mismo ocurre con las fallas en las secciones S3 y S2. Por tal motivo, únicamente se analizará el funcionamiento de las lógicas del esquema ante las fallas que se ilustran en dicha figura.

El esquema se activa mediante la lógica de encendido/apagado (L 1), pulsando el botón adecuado y activando el bit LB6 en cualquiera de los controles de la red. Una vez activado, en la pantalla de todos los controles de la red aparece la leyenda “Esquema encendido”. Ver figura 5.9

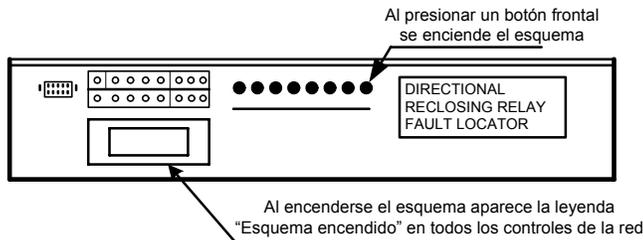


Figura 5.9 Encendido del esquema

5.3.2.1 FALLA PERMANENTE EN LA SECCIÓN S3 (o S2).

Cuando existe la falla 1 en la sección S3, la corriente de fase o la corriente de tierra (secuencia cero) es mayor que el valor mínimo programado de disparo, entonces el control del restaurador RC inicia la secuencia programada de operaciones de disparo y recierre del restaurador.

Si la falla es temporal, el control detiene las operaciones del restaurador después de recerrarlo exitosamente, la lógica de inicio (L 2b) no activa el bit LT13 porque no existe bloqueo (79LO=Logica cero), y el control se reposiciona al inicio de su secuencia de trabajo después de un retardo determinado.

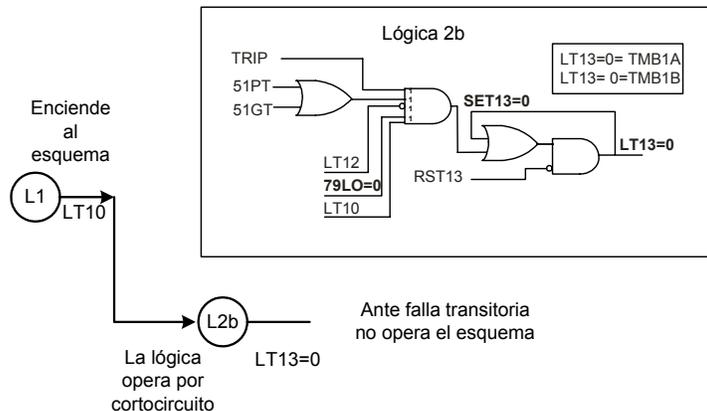


Figura 5.10 Comportamiento del esquema ante falla transitoria en la sección 3.

Si la falla es permanente, el control de RC ejecuta la secuencia completa de órdenes (tres recierres) y se bloquea, entonces se cumplen las condiciones de la lógica de inicio (L 2b), se activa el bit LT13 y envía transmisión (TMB1A ó TMB1B) únicamente hacia RB. La lógica 3, del restaurador RB, recibe señal (RMB1A ó RMB1B) pero el bit LT11 no se activa porque el restaurador es normalmente abierto (52A= lógica cero).

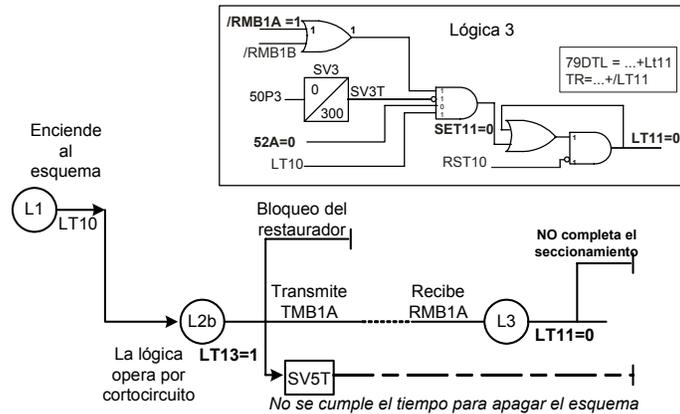


Figura 5.11 Comportamiento del esquema ante falla permanente en la sección 3.

Así, ante esta contingencia en la sección 3, solo existe seccionamiento, pero no transferencia. El esquema no ha operado, la señal de apertura del restaurador RC puede obtenerse por medio de SCADA, esto sin embargo está fuera del alcance de este trabajo.

5.3.2.2 FALLA PERMANENTE EN LA SECCIÓN S4 (o S1).

Al presentarse la falla 2, el relevador de la subestación cumple su ciclo de recierre y se bloquea, la lógica de inicio (L 2a) del restaurador RC detecta la pérdida de potencial; este evento aparece en la figura 5.12.

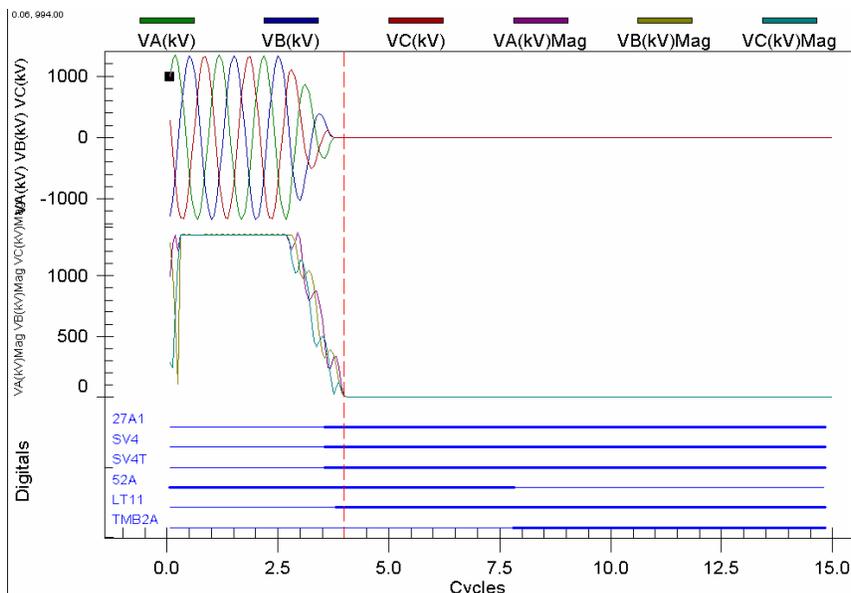


Figura 5.12. Evento de la pérdida de potencial detectada por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1)

El esquema se inicia cuando el temporizador SV4 (300 ciclos, en este ejemplo) ha finalizado su conteo. Todas las condiciones de esta lógica se cumplen, incluido el hecho de que el restaurador no ha detectado valor de sobrecorriente ($I50P3=NOT(0)=1$), se activa el bit LT11, dispara el restaurador y se bloquea. Ver figura 5.13.

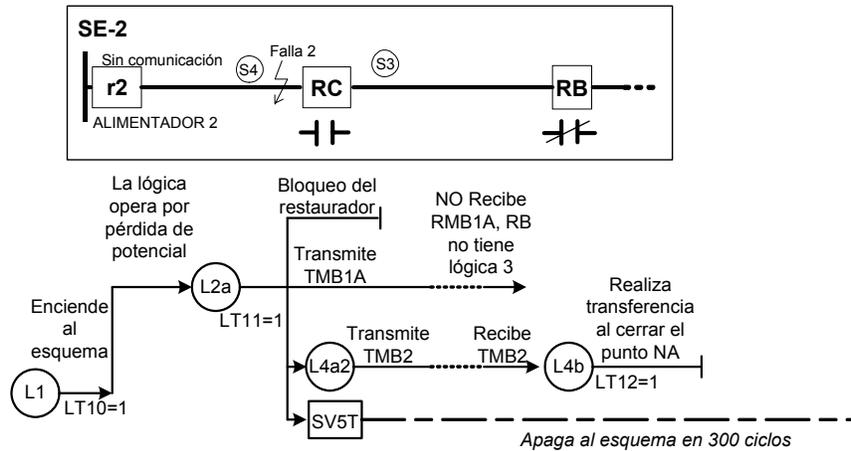


Figura 5.13. Comportamiento del esquema ante falla permanente en la sección S4

En la figura 5.13 también se observa que cuando se activa el bit LT11, el restaurador RC se bloquea, en este mismo control se cumplen las condiciones de la lógica de ECO (L4a2) y se transmite la señal (TMB2) al restaurador RB.

La figura 5.14 muestra los eventos detectados por el restaurador RC, nótese que los eventos están ubicados de forma descendente, siendo el evento de la línea 1 el más actual. En dicha figura se ilustra la secuencia de los bits involucrados desde que se detecta pérdida de potencial (línea 6: bit 27A1 habilitado) y hasta que se envía la señal al restaurador RB (línea 1: bit TMB2 habilitado), todo ello transcurre en 5 ciclos (70 ms).

```

=>>
=>>SER
ESQUEMA EN LAZO                               Date: 12/05/07   Time: 21:48:15.853
JTH_RACK 2_ PPOTEN_ESCLAVA
FID=SEL-351-7-R316-V0-2007005-D20060727      CID=F422
#   Date      Time          Element      State
12  12/05/07  21:47:22.323  LT11         Deasserted
11  12/05/07  21:47:22.323  TMB2A        Deasserted
10  12/05/07  21:47:22.427  52A          Asserted
9   12/05/07  21:47:56.125  27A1         Deasserted
8   12/05/07  21:47:56.125  SV4T         Deasserted
7   12/05/07  21:47:56.125  SV4          Deasserted
6   12/05/07  21:48:01.133  27A1         Asserted
5   12/05/07  21:48:01.133  SV4T         Asserted
4   12/05/07  21:48:01.133  SV4          Asserted
3   12/05/07  21:48:01.137  LT11         Asserted
2   12/05/07  21:48:01.204  52A          Deasserted
1   12/05/07  21:48:01.204  TMB2A        Asserted
=>>_
    
```

Figura 5.14 Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1)



Los eventos de las líneas 7 a 12 (de la figura 5.14) simplemente muestran que los bits no están activados, es decir la lógica no ha detectado algún estado que la haga operar. En la línea 10 se muestra, que los contactos del restaurador están cerrados (bit 52A habilitado) y en la línea 2, después de haber operado el bit LT11, se han abierto (bit 52A deshabilitado).

Continuando con la señal RMB2, esta se recibe en dos lógicas del restaurador RB; la lógica de ECO (L 4a1) y la lógica de cierre (L 4b). En la lógica de ECO se recibe señal, pero como el esquema ha cerrado el restaurador, la negación del bit LT12 (!LT12=NOT(1)=0) evita que se retransmita señal al siguiente restaurador adyacente.

En la lógica de cierre (L 4b) se cumplen todas las condiciones y se activa el bit LT12, con lo cual se da la orden de cerrar el restaurador (CL=...+/LT12) para llevar a cabo la transferencia y recuperación de los usuarios de la sección S3. En la figura 5.15 se muestran los eventos detectados por el restaurador RB, en la línea 3 aparece la recepción del bit RMB2A (Asserted) y en la línea 2 aparece habilitado el bit LT12 (Asserted), el cual cierra a este restaurador normalmente abierto. Esto ocurre en 4 ms.

```
=>>
=>>
=>>
=>>SER

ESQUEMA EN LAZO           Date: 12/05/07   Time: 21:50:27.267
JTH_RACK1_ PPOTEN_MAESTRA

FID=SEL-351-7-R316-V0-Z007005-D20060727   CID=F422

#   Date      Time           Element        State
10  12/05/07   21:48:18.393   RMB2A          Deasserted
9   12/05/07   21:48:18.393   RMB5A          Deasserted
8   12/05/07   21:48:18.393   TMB5B          Deasserted
7   12/05/07   21:48:18.397   LT12           Deasserted
6   12/05/07   21:48:38.341   LT10           Asserted
5   12/05/07   21:48:57.211   RMB5A          Asserted
4   12/05/07   21:48:57.211   TMB5B          Asserted
3   12/05/07   21:48:57.277   RMB2A          Asserted
2   12/05/07   21:48:57.281   LT12           Asserted
1   12/05/07   21:49:02.223   LT10           Deasserted

=>>
```

Figura 5.15. Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RB, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1)

Desde que el temporizador SV4 termina su conteo en la lógica de inicio (L 2a), el temporizador SV7 de la lógica encendido/apagado (L 1), permitirá un espacio de tiempo de 300 ciclos para que el esquema concluya tanto el seccionamiento como la transferencia automática y posteriormente lo apagará (RST10), de esta manera se evita que ante una falla posterior se lleve a cabo seccionamiento involucrando al esquema. Lo anterior se ilustra en la figura 5.16.

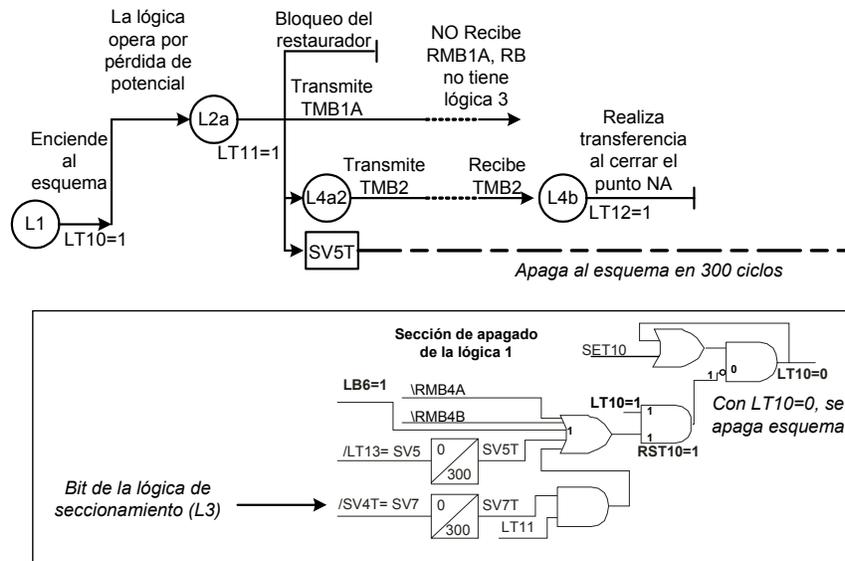


Figura 5.16. Secuencia de apagado del esquema ante la pérdida de potencial en la sección 4

Entonces, después de transcurrido el tiempo mencionado, el esquema se reseteará y en las pantallas de todos los controles de la red aparecerá la leyenda “Esquema apagado”, esto se ilustra en la línea 1 de las figuras 5.15 y 5.17 con el bit LT10 deshabilitado.

La única información que desplegará el restaurador RA (ya que no interviene en el proceso de seccionamiento y transferencia automático), serán las leyendas “Evento del esquema” (SV6; habilitado) y “Esquema apagado” (LT10; deshabilitado), esto se ilustra en las líneas 2 y 1, respectivamente, de la figura 5.17. Desde luego, que el estatus de este restaurador (y de todos los demás), puede llevarse a una alarma local o a un centro de operación a través de SCADA.

```

=>>
=>>
=>>
=>>SER

ESQUEMA EN LAZO                               Date: 07/12/06   Time: 00:30:11.299
JTH_LIBRE_BLOQUEO_ESCLAVA

FID=SEL-351-6-R308-V0-Z004004-D20020122      CID=66ED

#   Date      Time      Element      State
6   07/12/06  00:27:13.222  RMB5B       Deasserted
5   07/12/06  00:27:13.226  SV6         Deasserted
4   07/12/06  00:27:33.142  LT10       Asserted
3   07/12/06  00:27:52.041  RMB5B       Asserted
2   07/12/06  00:27:52.045  SV6         Asserted
1   07/12/06  00:27:57.057  LT10       Deasserted

=>>
    
```

Figura 5.17. Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RA, ante una falla permanente en la sección S4 (caso 1)



La lógica de evento (L 5), permite que ante contingencias de falla en cualquier sección de la red y la operación de las lógicas correspondientes, en la pantalla de todos los controles aparezca la leyenda “Evento del esquema”, proporcionando información sobre el estatus del esquema en cada restaurador.

Una vez que el esquema ha cumplido su ciclo, la red se ha reconfigurado, y en el caso de presentarse una falla posterior a ello, el desempeño de la protección de la nueva red, dependerá de la coordinación de protecciones tradicional.

5.4 CASO 2: Arreglo en lazo con cinco restauradores.

En esta implementación no se muestra la coordinación de protecciones, porque el objetivo de esta sección es analizar el comportamiento de las lógicas del esquema ante la aparición de las fallas en la sección S5 e ilustrar los eventos de los recierres del restaurador RE y las lógicas asociadas en los demás restauradores, ante una falla permanente.

5.4.1 IMPLEMENTACIÓN DE LA AD EN EL ESQUEMA DE 7 ELEMENTOS.

En la figura 5.18, aparece el esquema en lazo de 7 elementos; tiene dos restauradores de seccionamiento (RA y RC), dos restauradores de punto medio (RD y RE) y el restaurador de amarre (RB). La distribución que aparece en esta figura se ha hecho a conveniencia, por facilidad de explicación. De acuerdo a las limitaciones de equipo, para implementar esta red, los relevadores microprocesados (RC, RE y RB) se han distribuido como se muestra en dicha figura 5.18.

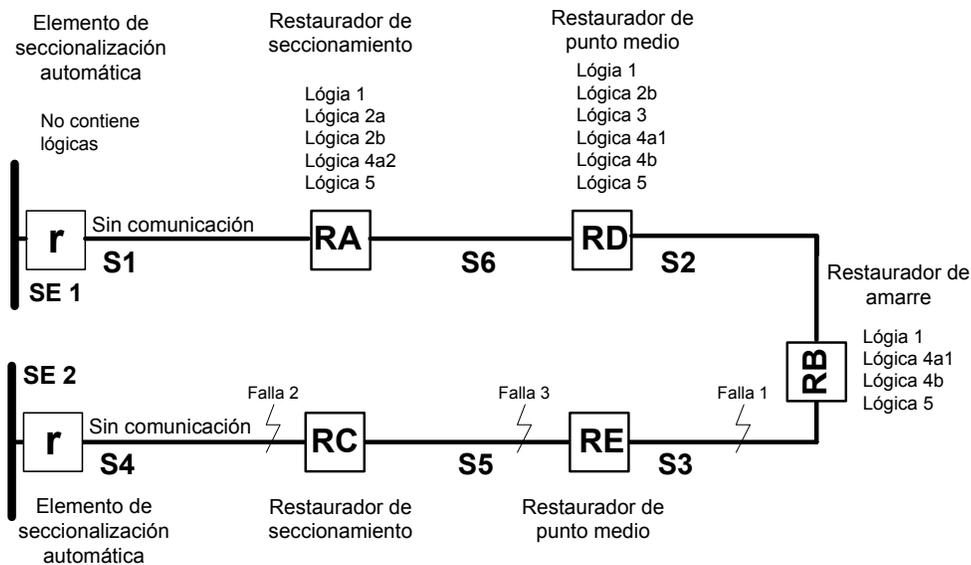


Figura 5.18. Distribución de las lógicas del esquema automático en la red en lazo de 7 elementos.



El desempeño del esquema ante fallas en las secciones del alimentador 1, es similar a las fallas que pudieran suceder en las secciones del alimentador 2. Por ello y por lo limitado en la cantidad de equipo, únicamente se analizará el funcionamiento de las lógicas del esquema ante las fallas que se ilustran en la figura 5.18.

De esta figura 5.18, puede notarse que, el comportamiento de las lógicas ante las fallas 1 y 2 es similar al analizado en los puntos 5.3.2.1 y 5.3.2.2, respectivamente. Las diferencias básicas son que para la falla 1 se está involucrando al restaurador RE (en lugar de RC) y para la falla 2 la señal de la lógica de ECO (L 4a2) se transmite de RC a RE para luego cerrar RB y efectuar la transferencia. El desempeño de las lógicas ante la aparición de la falla 3, es el punto más importante de esta implementación.

Nuevamente, el primer paso es activar el esquema, mediante el botón adecuado y activando el bit LB6 en cualquiera de los controles de la red. En la pantalla de todos los controles de la red aparece la leyenda “Esquema encendido”.

5.4.1.1 FALLA PERMANENTE EN LA SECCIÓN S5 (o S6).

Si la falla 3 aparece en la sección S5 y es permanente, el control de RC ejecuta la secuencia completa de acciones (tres recierres) y se bloquea. Tal y como se mencionó en el capítulo 3, un valor posible para los intervalos de recierre es de 0, 15 y 45 segundos (en el caso de tres intentos), dónde el cero implica un recierre instantáneo, sin embargo, el registrador de eventos de los controles únicamente registra 30 ciclos, de manera que para poder visualizar los tres recierres, el intervalo se ha reducido a 2, 2 y 3 ciclos. Este evento se muestra en la figura 5.19.

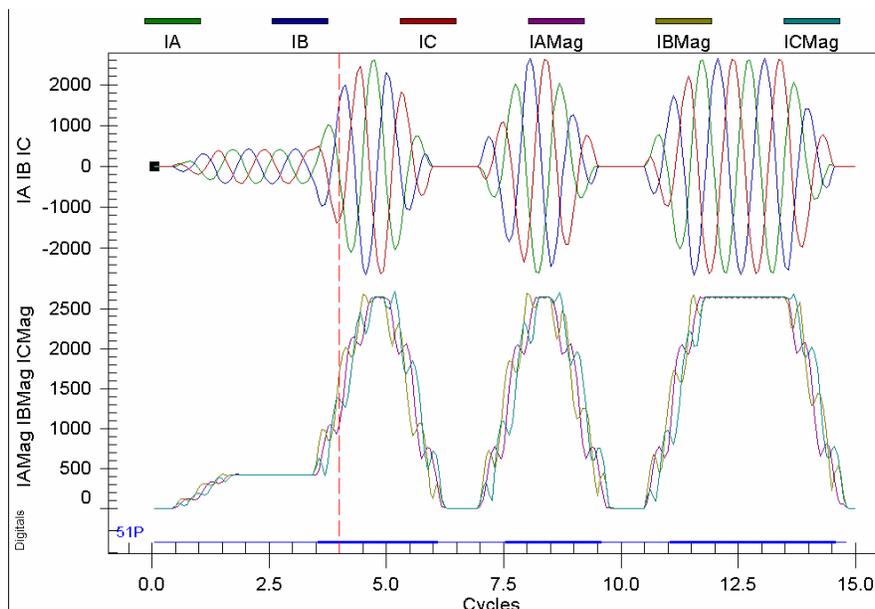


Figura 5.19. Evento del ciclo de recierre (tres intentos; 2, 2, 3 ciclos), detectado por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2).

La figura 5.20, muestra la activación del bit 51P (líneas 2, 4 y 6) ante los tres intervalos de recierre del restaurador RC.

```

=>>
=>>
=>>ser

ESQUEMA EN LAZO                               Date: 12/10/07   Time: 18:12:56.676
JTH_RACK_2_CORTO_ESCLAVA

FID=SEL-351-7-R316-V0-Z007005-D20060727      CID=F422

#   Date      Time          Element      State
6   12/10/07  18:01:29.468  51P         Asserted
5   12/10/07  18:01:29.509  51P         Deasserted
4   12/10/07  18:01:29.534  51P         Asserted
3   12/10/07  18:01:29.568  51P         Deasserted
2   12/10/07  18:01:29.593  51P         Asserted
1   12/10/07  18:01:29.651  51P         Deasserted

=>>_
    
```

Figura 5.20. Secuencia de eventos del ciclo de recierre, detectado por el restaurador RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2)

La figura 5.21 hace más sencillo seguir con la secuencia de los eventos, al presentarse la falla 3.

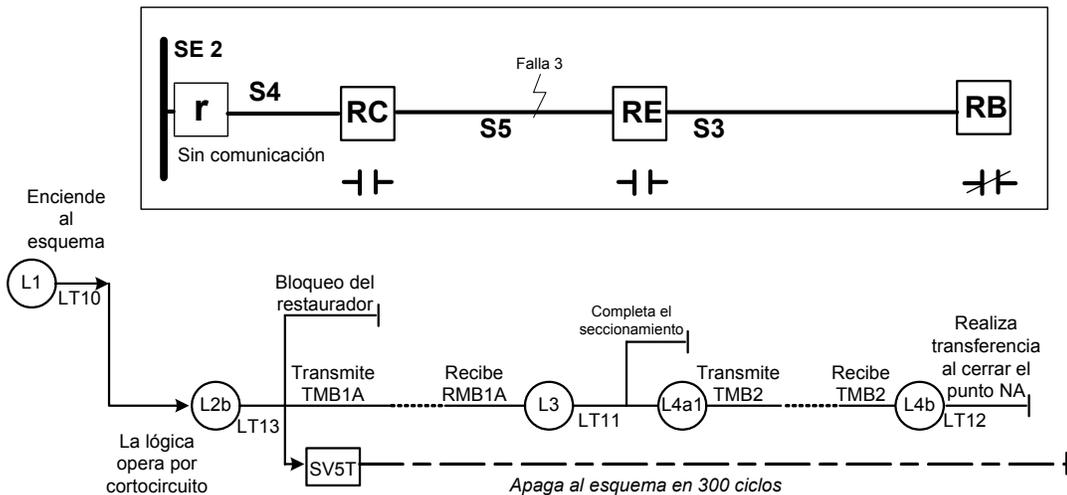


Figura 5.21. Secuencia de eventos al presentarse una falla permanente en la sección S5

Continuando, al presentarse la falla 3 en el restaurador RC se cumplen las condiciones de la lógica de inicio (L 2b), en la figura 5.22 se muestran los eventos de la lógica ante tal condición. En dicha figura sólo se muestran los eventos del último ciclo de recierre; en la línea 18 los contactos del restaurador han vuelto a cerrar (52A habilitado) y como la falla está presente el bit 51P (elemento de sobrecorriente) se habilita en la línea 17. Ante estos estados, el restaurador envía bit de disparo (línea 15, bit TRIP habilitado) y



bloqueo (línea 16, bit 79LO habilitado), para finalmente abrir definitivamente sus contactos (línea 11, bit 52A deshabilitado)

Después de activarse la señal de bloqueo, se cumplen todas las condiciones de la lógica de inicio (L 2b) activándose el bit LT13 (línea 14) y enviando señal de transmisión (líneas 13 y 12, bit TMB1 habilitado) hacia RE.

```

=>>
=>>
=>>
=>>SER 11 18

ESQUEMA EN LAZO                               Date: 12/10/07   Time: 20:31:02.204
JTH_RACK_2_CORTO_ESCLAVA

FID=SEL-351-7-R316-V0-Z007005-D20060727      CID=F422

#   Date      Time          Element      State
18  12/10/07  20:09:57.087  52A         Asserted
17  12/10/07  20:10:16.531  51P         Asserted
16  12/10/07  20:10:17.165  79LO        Asserted
15  12/10/07  20:10:17.165  TRIP        Asserted
14  12/10/07  20:10:17.169  LT13        Asserted
13  12/10/07  20:10:17.169  TMB1B       Asserted
12  12/10/07  20:10:17.169  TMB1A       Asserted
11  12/10/07  20:10:17.231  52A         Deasserted

=>>_
    
```

Figura 5.22. Secuencia de eventos, detectados por el restaurador de seccionamiento RC, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2)

La lógica de seccionamiento (L 3) del restaurador RE, recibe la señal (RMB1A ó RMB1B) y dado que se cumplen todas las condiciones entonces se activa el bit LT11, el restaurador abre y se bloquea, completando el seccionamiento. Ver figura 5.23

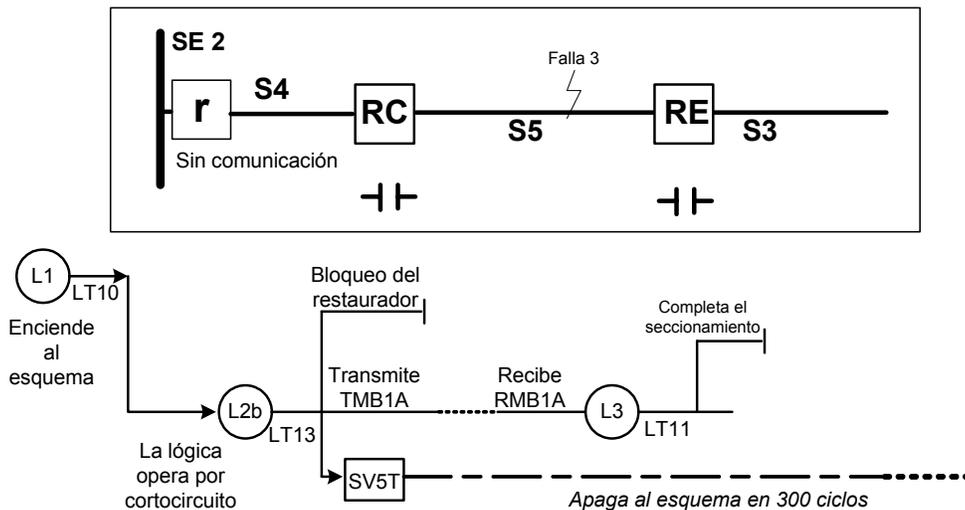


Figura 5.23. Estado que guarda el restaurador RE después de haber recibido la señal RMB1A

La figura 5.24, muestra la secuencia de eventos detectados por RE, en la línea 7 se recibe señal (RMB1A) de RC, con dicha señal se cumplen las condiciones de la lógica de seccionamiento (L 3) y se habilita el bit LT11 (línea 6), entonces se activa la señal de



disparo (línea 4, bit TRIP activado) y bloqueo (línea 5, bit 79LO habilitado), para finalmente abrir definitivamente sus contactos (línea 3, bit 52A deshabilitado).

```
=>>
=>>
=>>
=>>SER

ESQUEMA EN LAZO (CORTO)           Date: 12/10/07   Time: 21:13:30.825
JTH_RACK_1_CORTO_MAESTRA

FID=SEL-351-7-R316-V0-Z007005-D20060727   CID=F422

#   Date       Time           Element        State
7   12/10/07   21:12:30.184   RMB1A         Asserted
6   12/10/07   21:12:30.188   LT11          Asserted
5   12/10/07   21:12:30.188   79LO          Asserted
4   12/10/07   21:12:30.188   TRIP          Asserted
3   12/10/07   21:12:30.254   52A           Deasserted
2   12/10/07   21:12:30.254   TMB2B         Asserted
1   12/10/07   21:12:31.200   LT10          Deasserted

=>>_
```

Figura 5.24. Secuencia de eventos, detectados por el restaurador de seccionamiento RE, ante una falla permanente en la sección S5 (caso 2)

Una vez que el restaurador RE se ha disparado, debido a que se habilitó el bit LT11, en este mismo control se cumplen las condiciones de la lógica de ECO (L 4a1) y se transmite señal (TMB2) al restaurador RB (línea 2 de la figura 5.24).

La señal de RE (RMB2) se recibe en dos lógicas del restaurador RB; la lógica de ECO (L 4a1) y la lógica de cierre (L 4b).

En la lógica de cierre se cumplen todas las condiciones y se activa el bit LT12, con lo cual se da la orden de cerrar el restaurador (CL=...+/LT12) para llevar a cabo la transferencia y recuperación de los usuarios de la sección S3. En la figura 5.25 se muestran los eventos detectados por el restaurador RB, en la línea 3 aparece la recepción del bit RMB2A (Asserted) y en la línea 2 aparece habilitado el bit LT12 (Asserted), el cual cierra a este restaurador normalmente abierto.

```
=>>
=>>
=>>
=>>SER

ESQUEMA EN LAZO                   Date: 12/05/07   Time: 21:50:27.267
JTH_RACK1_ PPOTEN_MAESTRA

FID=SEL-351-7-R316-V0-Z007005-D20060727   CID=F422

#   Date       Time           Element        State
10  12/05/07   21:48:18.393   RMB2A         Deasserted
9   12/05/07   21:48:18.393   RMB5A         Deasserted
8   12/05/07   21:48:18.393   TMB5B         Deasserted
7   12/05/07   21:48:18.397   LT12          Deasserted
6   12/05/07   21:48:38.341   LT10          Asserted
5   12/05/07   21:48:57.211   RMB5A         Asserted
4   12/05/07   21:48:57.211   TMB5B         Asserted
3   12/05/07   21:48:57.277   RMB2A         Asserted
2   12/05/07   21:48:57.281   LT12          Asserted
1   12/05/07   21:49:02.223   LT10          Deasserted

=>>
```

Figura 5.25. Secuencia de eventos, detectados por el restaurador RB, ante una falla permanente en la sección S5.



En la lógica de ECO se recibe señal, pero como el esquema ha cerrado el restaurador, la negación del bit LT12 ($!LT12=NOT(1)=0$) no permite que se retransmita señal al siguiente restaurador adyacente.

El temporizador SV5 de la lógica 1, permite un intervalo de tiempo de 300 ciclos para que el esquema concluya, tanto el seccionamiento como la transferencia automática y posteriormente lo apagará (RST10), de esta manera se evitará que ante una falla posterior se lleve a cabo seccionamiento involucrando al esquema. Entonces, después de transcurrido el tiempo mencionado, el esquema se reseteará y en las pantallas de todos los controles de la red aparece la leyenda “Esquema apagado”, esto se ilustra en la línea 1 de las figuras 5.24 y 5.25 con el bit LT10 deshabilitado.

De igual manera que en el caso anterior, la lógica de evento (L 5), proporcionará en todos los controles la información sobre el estatus del esquema. Así mismo, la información que desplegarían los restauradores RA y RD serían las leyendas “Evento del esquema” (SV6; habilitado) y “Esquema apagado” (LT10; deshabilitado), ya que no intervienen en el proceso de seccionamiento y transferencia automático

Una vez que el esquema ha cumplido su ciclo, la red se ha reconfigurado, y en el caso de que ocurriese una falla posterior a ello, la protección de la nueva red dependerá de la coordinación de protecciones tradicional.

5.5 CONCLUSIONES

Como una forma sencilla de evaluar los beneficios de implementar el esquema automático, en la tabla 5.6 se presenta una relación de tiempos en el seccionamiento y transferencia automática.

Tabla 5.6 Tiempos comparativos de transferencia y seccionamiento en las redes de distribución

Tipo de maniobra	Tiempo
Operación manual	2.5 horas
Automático sin comunicación	5 minutos
Control remoto (inteligencia centralizada)	1 minuto
Automatización en distribución (Inteligencia distribuida)	1 segundo
Esquema automático de protección	5 segundos (300 ciclos)

Los tiempos están sustentados en la bibliografía que aparece en las referencias, sobre todo del capítulo 2. Aún cuando existen trabajos donde se muestra que el control remoto ha conseguido tiempos de hasta 1 segundo, es claro que las características de



flexibilidad y adaptabilidad de la automatización en distribución le dan un nivel superior comparado con el control remoto.

El tiempo máximo, que toma el esquema automático, para llevar a cabo tanto el seccionamiento como la transferencia, está definido por los temporizadores SV5 y SV7 de la lógica 1. Los registros de eventos mostrados a lo largo de este capítulo muestran que se logran tiempos inferiores, sin embargo dado que se trata de un trabajo de laboratorio dónde la distancia entre los radios está en un promedio de 2 metros (cuando el máximo alcance permitido es 15 km), 5 segundos es un tiempo significativo para concluir que es atractivo utilizar el esquema. Además, considerando que en las redes ya existentes dónde se utilizan dispositivos microprocesados sola hay necesidad de agregar equipos de radiofrecuencia, este equipo es aproximadamente un 10% del costo total de un restaurador, la inversión no es elevada.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

2.1 CONCLUSIONES GENERALES

Este es un trabajo desarrollado a nivel de laboratorio, todas las simulaciones realizadas están encaminadas a validar prácticamente los conceptos teóricos del esquema en lazo propuesto.

La estructura en la que se presentan las ecuaciones de control, del esquema automático, aplicado a los elementos del esquema en lazo, permite que sea relativamente sencillo aumentar o disminuir el número de elementos de la red. Esta es la característica de adaptabilidad que permite a la inteligencia distribuida ser una vía futura para la reconfiguración automática.

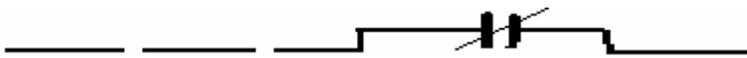
De acuerdo con los resultados, el agregar comunicación punto a punto a un esquema de protección tradicional aumenta significativamente su desempeño, evitando la pérdida de carga en las secciones no falladas, además reduce la duración de la interrupción; en resumen, el sistema de comunicación es el elemento fundamental para lograr tiempos más cortos de restablecimiento del servicio eléctrico.

Para implementar la automatización del esquema en lazo, se utilizó un medio de comunicación por radiofrecuencia, en la actualidad este es un medio de transmisión económico y es el que más se justifica en los sistemas de distribución

Aún cuando en este trabajo, se utiliza la lógica de un tipo específico de relevador, en la actualidad todos los equipos microprocesados de los diferentes fabricantes que existen a nivel mundial ofrecen una característica similar, la cual se puede usar como herramienta para crear nuevos esquemas que ayuden a disminuir los tiempos de interrupción en el sistema de distribución.

Otro aspecto inherente al relevador usado es el protocolo de comunicación propietario, posiblemente no todos los fabricantes dispongan de un protocolo con el mismo potencial, sin embargo, con la aparición de la norma IEC 61850, el panorama es alentador porque con ellos se conseguirán sistemas abiertos, que evitarán la dependencia cada vez menor de tales protocolos propietarios.

Dado que existe la posibilidad de la pérdida de comunicación entre los elementos que integran al esquema en lazo, por lo tanto se calcularon los ajustes y se efectuó la coordinación de protecciones, con los criterios tradicionales, empleando el paquete computacional Digsilent.



2.2 APORTACIONES DE LA TESIS

El desarrollo de este trabajo ha tenido como base el uso de la tecnología que actualmente está instalada en las redes de distribución, agregando comunicación por radiofrecuencia, para implementar un esquema de protección que permita dejar sin suministro eléctrico a la menor cantidad de usuarios por efecto de una falla y que disminuya el tiempo de interrupción del servicio eléctrico. Con ello, se pretende subrayar la necesidad de crear nuevos esquemas, haciendo un mejor uso de las ventajas de las protecciones microprocesadas y del avance en la tecnología de las comunicaciones.

En la búsqueda del objetivo de este trabajo, se ha hecho un esfuerzo por plantear, a través del esquema en lazo, el marco teórico de la automatización en distribución, una revisión de la protección por sobrecorriente y de los sistemas de comunicación.

2.3 SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS

Los comentarios que se hacen en la aportación de esta tesis, ofrece la visión de que este trabajo es sólo un eslabón que permitirá, en un futuro, abordar el tema de redes inteligentes. Para abordar el tema de redes inteligentes se deberá trabajar en varias etapas. Se puede comenzar por trabajar en algoritmos, en vez de lógicas. Para ello es posible utilizar las herramientas del PSCAD, para trabajar fuera de línea, y conseguir este objetivo. En una siguiente etapa, aún en PSCAD, se deberá abordar un trabajo con redes multifuente.

Aún cuando la literatura indica que en la actualidad la implementación de la automatización en distribución se justifica económicamente, es necesario llevar a cabo un estudio costo beneficio para llevar a la práctica un proyecto como este.

A partir del desarrollo del punto anterior, será factible implementar algoritmos que además de calcular valores de cortocircuito, también consideren índices de confiabilidad y análisis costo beneficio que ayuden a identificar de manera óptima el punto de instalación de los desconectores.

REFERENCIAS

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO 2

- [1] Westinghouse Electric Company: *Electric Transmission and Distribution Reference Book*, Five Edition, 1964, chapter 20
- [2] Burke J. J.: *Power Distribution Engineering – Fundamental and Application*, Marcel Decker, 1994, chapter 4.
- [3] Settembrini R., “Seven Distribution Systems: How Reabilities Compare”, *Electrical Word*, May 1992, pp. 41-45
- [4] Lamoree J., “How Utility Faults Impact Sensitive Customer Loads”, *Electrical Word*, April 1992, pp. 60-62.
- [5] IEEE Std. 1366 – 2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.
- [6] Westinghouse Electric Corporation: *Electric Utility Engineering Reference Book; Distribution Systems*, First Edition, 1965, Chapter 3 and 4
- [7] Tobias J. C., Leeuwerke R. P., Brayford A. L., Robinson A., “The use of sectionalizing Circuit Breakers in Urban MV Distribution Network”, IEE Conference Publication No. 459, Trends in Distribution Switchgear, 10-12 November 1998, pp. 102-108
- [8] Cali A., Conti S., Oriti C., Tina G., “Utilization of static Circuit Breakers in Loop Distribution Systems for Reliability Improvement”, Presented at the 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power; ICHQP/98, Athens, Greece, October 14-16, 1998, Vol. 2, pp. 982-987.
- [9] Conti S., Messina N., Tina G., Nicotra P., “Automatic Control for Loop Distribution System Reconfiguration: Reliability and Efficiency Improvement”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, 7-10 March, 2000, pp. 1152-1156.
- [10] Tobias J. C., Sautriau D. J., Hull D. J., Fabraay S., “Improved Quality of Supply in MV Distribution Networks Using Directional Blocking Scheme”, IEE Conference Publication No. 438, CIRED 1997, pp. 4.29.1-4.29.5.
- [11] Fairman J. R., Zimmerman K., Niemira J. K., “International Drive Distribution Automation and Protection”, proceedings of the 26th Annual Western Protective Relaying Conference, Spokane, WA, October, 2000.
- [12] Shen K. Y., Gu J. C., “Protection Coordination Analysis of Closed Loop Distribution System”, International Conference on Power System Technology, Powercon 2002, Vol. 2, 13-17 October 2002, pp. 702-706.
- [13] Roberts J., Zimmerman K., “Trip and restore Distribution Circuits at Transmission speeds”, presented at the 25th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 2001.
- [14] Pahwa A.: *Notes of the course “Flexible Control of Distribution Systems”*, July 1997, URL: www.eece.ksu.edu/~pahwa.
- [15] Causey W., “Getting Smarter: New Approaches to Distribution Automation”, *Energybiz Magazine: Transmission and Distribution Automation*, Vol. 3, Issue 1, Jan-Feb 2006, pp. 52-53.
- [16] J.B. Bunch, “Guidelines for Evaluating Distribution Automation”, EPRI Report EL-3728, November 1984, Chapter 2.
- [17] Gruenemeyer D., “Distribution Automation: How Shuld it be Evaluated”, Paper presented at the 35th Annual Rural Electric Power Conference, 20-30 April 1991, pp. C3/1-C3/10
- [18] Brown L., Skeen W., Daryani P., Rahimi F., “Prospects for Distribution Automation at Pacific Gas & Electric Company”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4, Oct. 1991, pp. 1946-1954.
- [19] Pabla A. S.: *Electric Power Distribution*, McGraw Hill Co, 2005, Chapter 5.
- [20] Newton C., “Technology Transforming Distribution”, *Energybiz Magazine: Transmission and Distribution Automation*, Vol. 3, Issue 1, Jan-Feb 2006, pp. 55,57.
- [21] Venkata S., Pahwa A., Brown R., Christie R., “What Future Distribution Engineers Need to Learn”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February 2004, pp. 17-23.

- [22] Pahwa A., "Role of Distribution Automation in Restoration of Distribution Systems After Emergencies", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 2, 28Oct-2Nov 2001, pp. 1204-1205.
- [23] Hodder R. E., "Special System Considerations and Problems on Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses", IEEE Tutorial Course, Text 80 EH0157-8-PWR, 1980, pp. 88-92
- [24] IEEE Comite report, "Application of protective relays and devices to distribution circuits", IEEE Transmission on Power Apparatus and Systems, October 1964, pp. 1034-1042.
- [25] Shephard A.D., Owen R.J., "Further Developments in Pole Mounted Reclosers and Sectionalizers", IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, Nov. 1991, pp. 201-206
- [26] Pérez L. G., Serrentino E., Hernández A. E., Urdaneta A. J., Bermúdez J. F., "Application of Adaptive Reclosers to Automatic Distribution Systems", Proceedings of the 1995 First IEEE International Caracas Conference on Devices, Circuits and Systems, 12-14 Dec. 1995, pp. 159-163.
- [27] Hartwright R., Coffey J., "The Improvement of Customer Service by System Automation", IEE Conference Publication No. 46, 29-31 March 1995, pp. 127-132
- [28] Cooper Power System.: *InNOVations: Switch Vs. Reclosers*, Bulletin 98011, April 1998.
- [29] Cooper Power Systems.: *Electrical Distribution - System Protection*, Bulletin 90020, Third Edition, 1990, Section A, pp. 144-149
- [30] Zimmerman K., Roberts J., "Providing Automated Primary Alternate Source on Distribution Feeders", Schweitzer Engineering Laboratories, Application Guide AG97-02, Vol. VII, ", 1997.
- [31] Kitagawa M., "Automated Distribution System", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 2, April 1987, pp. 493-501
- [32] Atwell E., Gamvrelis T., Kearns D., Landman R., "Automated Distribution Schemes Speeds Service Restoration", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 9, Issue 1, January 1996, pp. 33-37
- [33] Kato K., Nagasaka H., Okimoto A., Kunieda T., Nakamura T., "Distribution Automation Systems for High Quality Power Supply", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 3, July 1991, pp. 1196-1203.
- [34] Gelbein L., "Distribution Automation Increases Reliability", Transmission and Distribution World, October 1996.
- [35] Rzy D., Lawier J., Patton J., Forson N., "Distribution Automation Application Software for the Athens Utilities Board", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, issue 1, Jan. 1989, pp. 715-724.
- [36] Shirmohammadi D., Liu W., Lau K., Hong H., "Distribution Automation System with Real-Time Analysis Tools", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 9, Issue 2, April 1996, pp. 31-35.
- [37] Owen R. J., "Auto-reclosers and Sectionalizers", IEEE Colloquium on Review of Options for Overhead Rural Distributions, 2 Mar. 1995, pp. 7/1-7/4.
- [38] Coffey J., "The Improvement Of Customer Service on overhead Circuits by System Automation", IEE Colloquium on Remote Control and Automation on 11 kV Networks Beyond The Primary Substations, 22 November 1999, Ref. No. 1999/195, pp. 3/1-3/7
- [39] Yuan Q., Zeng Y., Wu Y., "A Novel Scheme for Automatic Loop-Reconfiguration Following a Fault", International Conference on Power System Technology, POWERCON'98, Vol. 1, 18-21 August 1998, pp. 255-259.
- [40] Depablos J., "Internet Peer-to-Peer Communication Based Distribution Loop Control System", M. S. thesis, Faculty of the Virginia Tech Polytechnic Institute, May 2003.
- [41] Royster T., "Virginia Power Implements Recloser Loop Schemes", The Line, August 1998, pp. 3,4,11
- [42] Stazesky D.M., Craig D., Befus C., "Advanced Feeder Automation Is Here", IEEE Power & Energy Magazine, September/October 2005, pp. 56-63.
- [43] Fanning R., Huber R., "Distribution Vision 2010: Planning for Automation", IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 3, 12-16 June 2005, pp. 2614-2615.
- [44] Wolf G., "Intelligent Distribution", Transmission and Distribution World, January 2007
- [45] Gerencia de distribución (CFE):. Procedimiento para la Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución, Ed. Comisión Federal de Electricidad, 1997, Chap 4, 5.

- [46] Schweitzer E.O., Scheer G.W., Feltis M.W., "A Fresh Look at Distribution Protection", Presented before international symposium on distribution automation and demand side management fort lauderable, Florida, 1992, January 13-15.
- [47] O'sullivan, N., "Three hurdless for Distribution Automation Approaching", Nu-lec Pty Ltd, 2000
- [48] Smith D. R., "System Considerations - Impedance and Fault Current Calculations" on Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses, IEEE Tutorial Course, Text 80 EH0157-8-PWR, 1980, pp. 5-25.
- [49] Burke J. J.: Power Distribution Engineering - Fundamental and Application, Marcel Decker, 1994, chapter 1, 4 and 6.
- [50] General Electric Company.: *Distribution System Feeder Overcurrent Protection*, Application Manual GET-6450, 1979
- [51] Cooper Power Systems.: *Electrical Distribution - System Protection*, Bulletin 90020, Third Edition, 1990, Section A.
- [52] Blackburn J. L., *Symmetrical Components for Power Systems Engineering*, Marcel Decker, 1993, Chapter 5 and 6.
- [53] IEEE Committee Report, "Application of Protective Relays and Devices to Distribution Circuits", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, October 1964, pp 1034-1042
- [54] Johnston L., Tweed N.B. Ward D. J. and Burke J. J., "An Analysis of VEPCO's 34.5 kV Distribution Feeder Faults as Related To Through Fault Failures of Substation Transformers", IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 5, Sep/Oct. 1978, pp. 1876-1884.
- [55] IEEE PC37.230/D4.0.: Draft Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines, February 2006
- [56] AIEE. Committee Report, "Coordination of Protection and Construction of Distribution Circuits," AIEE Transactions, Power Apparatus and Systems, Vol. 73, Part m-B, 1954, pp. 1609-1627.
- [57] Guenzel, E. L., and W. T. Morris. "Distribution Circuit Protection", AIEE Transactions, Power Apparatus and Systems, Vol. 78, Part III-B, 1959, pp. 1064-1071.
- [58] Ellfsen, M.K., "Is Instantaneous Tripping Necessary?", Electrical Word, Vol. 180, No. 11, December 1973, pp. 56-61.
- [59] Lakervi E., Holmes E. J.: *Electricity Distribution Network Design*, London UK, Peter Peregrinus Ltd., 1989, IEE, Chapter 3 and 7.
- [60] Westinghouse Electric Corporation.: *Applied Protective Relaying*, 1976, Chapter 10,
- [61] Gers, J. M, Holmes E. J.: *Protection of Electricity Distribution Networks*, IEE London, 1998, Chapter 5.
- [62] Basler Electric.: *Distribution Protection Application - Relay Application School*, September 2001, Chap 2.
- [63] Ravindranath B, Chander M.: *Power System Protection and Switchgear*, Wiley Eastern Limited, 1977, Chapter 5.
- [64] Chan S., Maurer R., "Modeling Overcurrent Relay Characteristics", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 5, Num. 1, , January 1992, pp. 41-45
- [65] IEEE Standard Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays, prepared by working group G-7 of the relay standards committee of the power systems relaying committee, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999, pp 868-871,.
- [66] Cooper Power System.: *Reclosers: Comparison of Recloser and Breaker Standars*, Bulletin R280-90-5, 1994.
- [67] Fisher D. A., Seeker S.A., "Automatic Circuit Reclosers: Characteristics and Application Factors" on Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses, IEEE Tutorial Course, Text 80 EH0157-8-PWR, 1980, pp. 37-47.
- [68] Sutherland P.E., Short T.A., "Effect of Single-Phase Reclosing on Industrial Loads", IEEE Industrial Application Conference Forty-First IAS Annual Meeting, Vol 5, Oct. 2006, pp. 2636-2644.
- [69] Gadbury, J.E., "Application benefits of single-phase digitally controlled vacuum reclosers", IEEE Power Engineering Society, Transmission and Distribution Conference, 10-15 April 1994, pp. 646-651.

- [70] Duque C.A., de Oliveira C.E.F., Ramos F.R., do Amaral M.B., Barbosa P.G., "Automation System for Conventional Electromechanical Reclosers", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition; Latin America, 8-11 Nov 2004*, pp. 201-205.
- [71] Medeiros, W.J., Jr.; Nerys, J.W.L., "Recloser Modernization Using Digital Signal Processors", *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Volume 2, 4-7 May 2004, pp. 1513 - 1517.
- [72] Schweitzer III E. O., Behrendt K., Lee T., "Digital communications for Power System Protection: Security, Availability and Speed", presented at the 25th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 1998.
- [73] Moxley R., Fodero K., "High-speed distribution protection made easy: Communications-Assisted protection schemes for distribution applications", 2004
- [74] Digital Communications for Relay Protection, Working Group H9 of the IEEE Power System Relaying Committee
- [75] Madron T. W.: *Redes de área local: La siguiente generación*, Ed. Noriega, 1987, Capítulo 3.
- [76] Dolezilek D., "SEL communications and integration white paper" capítulo 3 y 4
- [77] Enrique Herrera Pérez: *Introducción a las comunicaciones modernas*, Ed. Limusa, 2006, capítulos 2,3 y 6.
- [78] Pablo Pérez Ayala: *Los servicios de las telecomunicaciones; redes, aplicaciones y costes*, Ed. Ra-ma, 1993, capítulos 3 y 4.
- [79] Uyless D., Black D.: *Redes de transmisión de datos y proceso distribuido*, Ed. Díaz de Santos, Madrid 1987, capítulo 8.
- [80] Hataway G., "Minimize Distribution Outages With High-Speed Automatic Network Reconfiguration Using SEL-651R Advanced Recloser Controls", Schweitzer Engineering Laboratories, Application Guide AG2004-09, Vol. III, , 2004
- [81] Hataway G., Warren T., Stephens C., "Implementation of a High-Speed Distribution Network Reconfiguration Scheme", IEEE 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 4-6 April 2006, pp. 1-7.
- [82] Schweitzer Engineering Laboratories: "Instruction Manual for SEL-351", 2006
- [83] Mata R., Dionicio A., "Sistema de adquisición de datos de subestaciones de distribución: vía radio" IEEE sección México, RVP-AI/2007-DIS03, Julio 2007
- [84] Freewave Technologies, Ref. #5424, "Using the FGR-115MB Radio with Schweitzer Engineering Labs Mirrored Bits Communications", September 2004.
- [85] Freewave Technologies, "Spread Spectrum Wireless Data Transceiver User Manual, Ver. 6.3", 2005
- [86] Costello D., Fodero K., "Mirrored Bits Communications with Free Wave Technologies Spread Spectrum Radios", Schweitzer Engineering Laboratories, Application Guide AG2000-02, Vol II, 2000.
- [87] Behrendt K. C., "Relay to Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring and Control", 51th Annual Georgia Tech Protective Relay Conference, Atlanta, Georgia, May 1997
- [88] Behrendt K., Fodero K., "Implementing Mirrored Bits Technology Over Various Communication Media", Schweitzer Engineering Laboratories, Application Guide AG2001-12, Vol. II, , 2001.
- [89] Digsilent PowerFactory, "Instruction Manual, Ver 12.0", 2001
- [90] Méndez R., Cuenca A., Baez G., "Filosofía de coordinación de protecciones en alimentadores de distribución con relevadores digitales y restauradores", IEEE Sección México, Julio de 1996.
- [91] Ambriz A., Tenorio J., "Coordinación de protecciones por relevadores en un transformador de 125 MVA, de 230 kV a 34.5 kV y alimentadores de 34.5 kV", Tesis para obtener el grado de licenciatura, presentada en el departamento de ingeniería eléctrica en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, México, 1996.
- [92] Méndez R., Cuenca A., Robledo V., Méndez M. A., "Análisis de la coordinación de protecciones del arreglo en anillo con restauradores microprocesados en alimentadores de 23 kV", IV Simposio Iberoamericano sobre protección de sistemas eléctricos de potencia, 15-18 de Noviembre, Monterrey N. L., México, 1998, SIPSEP-98-21.

APÉNDICE A

LÓGICAS DE OPERACIÓN USADAS POR EL ESQUEMA AUTOMÁTICO DE PROTECCIÓN.

A.1 CONSIDERACIONES

En este apéndice, se presenta una breve descripción de las lógicas que componen el esquema de automatización y que se aplican a las dos redes en lazo descritas en el capítulo 5. Los relevadores disponibles para cada red son del modelo SEL-351, por esta razón la nomenclatura y demás términos utilizados en dichas lógicas están de acuerdo con lo establecido por el fabricante

Antes de iniciar con el desarrollo de las lógicas, se describen algunos conceptos necesarios para una mejor comprensión de la estructura de estas, tales como la ecuaciones de control y los bits involucrados en ellas.

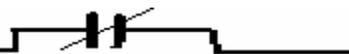
A.2 ECUACIONES DE CONTROL.

Los relevadores microprocesados que se utilizan en la implementación de las redes del capítulo 5, utilizan elementos de control y protección y los combinan con operadores lógicos para crear ecuaciones de control (denominadas ecuaciones de control SELogic). Dichas ecuaciones (en adelante, también llamadas simplemente: "lógicas") permiten crear esquemas de control y protección.

Por facilidad de uso, a la mayoría de los elementos de control y protección, que se utilizan en las lógicas de los relevadores, se les denomina Relay Words bits. Existen algunos bits que no son Relay Words bits pero que dependen de estos últimos (posteriormente, con las ecuaciones de sello se mostrará un ejemplo de estos), sin embargo esta diferencia en la naturaleza de los bits no representa factor determinante cuando se aborde la definición de las lógicas del esquema automático y, para no crear confusión, en adelante se referirá a todos ellos simplemente como bits.

Cada bit tiene un nombre y puede tener cualquiera de los dos estados siguientes:

- a) 1 (lógica 1); esta lógica representa a un elemento que está habilitado (del inglés: asserted).
Por ejemplo, si: 52A=lógica 1=1, entonces el bit 52A está habilitado, lo que significa que los contactos del interruptor están cerrados.
- b) 0 (lógica 0), esta lógica representa a un elemento que está deshabilitado (del inglés: deasserted).



Por ejemplo, si: 52A=lógica 0=0, entonces el bit 52A está deshabilitado, lo que significa que los contactos del interruptor están abiertos.

Entonces, se les llama lógica (ó ecuaciones de control) porque utilizan álgebra Booleana (por ello el código binario 0 y 1), y en ellas se combinan los bits con uno ó más de los seis operadores que aparecen en la tabla A.1.

Tabla A.1 Operadores de ecuaciones de control (se indican en orden de prioridad de ejecución)

Operador	Función lógica	Observación
/	Flanco ascendente	Este operador solo es aplicado a bits individuales (no a grupos de elementos dentro de paréntesis) y detecta la transición de: lógica 0 a lógica 1=1, es decir, el resultado de la transición es la lógica 1 para un intervalo de procesamiento. La figura A.1a, muestra el comportamiento del elemento de sobrecorriente 51P, con y sin flanco ascendente
\	Flanco descendente	Este flanco opera similar al flanco ascendente pero detecta la transición de: lógica 1 a lógica 0=1. La figura A.1b, muestra el comportamiento de un elemento de sobrecorriente 51P, con y sin flanco descendente
()	Paréntesis	Los elementos dentro de un paréntesis son procesados primero. No se puede anidar paréntesis en una ecuación de control
!	NOT	Indica negación y es aplicado a uno o varios (dentro de un paréntesis) bits. Por ejemplo: Si el bit IN101=lógica 1=1 Entonces 52B=!IN101=NOT(lógica 1)=NOT(1)=0
*	AND	Este operador permite una respuesta de salida a lógica 1, si y solo si todos sus elementos de entrada están en lógica 1 Por ejemplo: Sea el bit TR= 50P1*SHO si y solo si 50P1=lógica 1=SHO entonces TR=lógica 1. Caso contrario TR=0
+	OR	Este operador permite una respuesta de salida a lógica 1, si cualquiera de sus elementos de entrada están en lógica 1 Por ejemplo: Sea el bit TR= 50P1+SHO si 50P1=1 y SHO=0 ó 50P1=0 y SHO=1 entonces TR=lógica 1. Si ambos bits 50P1=lógica 0=SHO, entonces TR=0



Cualquier ecuación de control está limitada a 15 bits. Es posible excederse de este límite haciendo uso de ciertas variables (SV1 - SV12), sin embargo en este trabajo esto no se requiere.

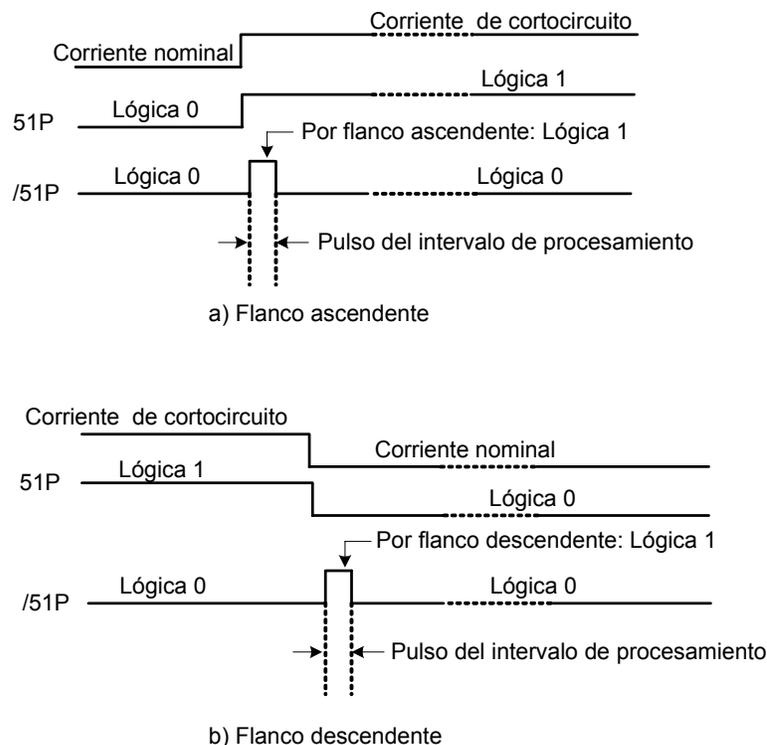


Figura A.1. Comportamiento del elemento de sobrecorriente 51P; a) con flanco ascendente y b) con flanco descendente

A.3 DEFINICIÓN DE LOS BITS UTILIZADOS EN LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA AUTOMÁTICO

A continuación, se muestra la definición de los bits utilizados en las lógicas del esquema automático de protección.

A.3.1 RELAY WORDS BITS USADOS POR EL ESQUEMA AUTOMÁTICO

La tabla A.2 contiene la lista de los Relay word bits usados por el esquema automático de protección.

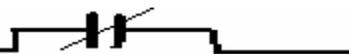


Tabla A.2. Definición de los Relay Word bit utilizados en las lógicas del esquema automático

RELAY WORD BIT	DEFINICIÓN	Aplicación principal
50P3	Elemento de sobrecorriente instantáneo de fase, nivel 3	Disparo, prueba y control
51PT	Elemento de sobrecorriente de tiempo de fase	Disparo
51GT	Elemento de sobrecorriente de tiempo residual	Disparo
27A1	Elemento de bajo voltaje instantáneo de fase	Control
LB6	Bit local número 6	Control; sustituye a los switch de mando, opera vía botones frontales del relevador
LT1	Bit de sello número 1	Control; reemplaza a los tradicionales relevadores de sello
LT10	Bit de sello número 10	
LT11	Bit de sello número 11	
LT12	Bit de sello número 12	
LT13	Bit de sello número 13	
SV1	Entrada del temporizador 1	Prueba; funciones de prueba y otros
SV1T	Salida del temporizador 1	
SV2	Entrada del temporizador 2	
SV2T	Salida del temporizador 2	
SV3	Entrada del temporizador 3	
SV3T	Salida del temporizador 3	
SV4	Entrada del temporizador 4	
SV4T	Salida del temporizador 4	
SV5	Entrada del temporizador 5	
SV5T	Salida del temporizador 5	
SV6	Entrada del temporizador 6	
SV7	Entrada del temporizador 7	
SV7T	Salida del temporizador 7	
79LO	Estado de bloqueo del relevador	
CLOSE	Habilita la señal de salida de la lógica de cierre	Asigna a un contacto de salida
52A	Estado del interruptor (habilita a logica 1 cuando el interruptor esta cerrado)	Indicación
TRIP	Habilita la señal de salida de la lógica de disparo	Asigna a un contacto de salida
RMB1A	Recibe el bit 1 por el canal A	Comunicación; corresponden a la recepción de un bit (1 a 8) por alguno de los dos canales existentes
RMB2B	Recibe el bit 2 por el canal B	
RMB1B	Recibe el bit 1 por el canal B	
RMB2B	Recibe el bit 2 por el canal B	
RMB4A	Recibe el bit 4 por el canal A	

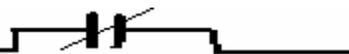


Tabla A.2. Definición de los Relay Word bit utilizados en las lógicas del esquema automático

RELAY WORD BIT	DEFINICIÓN	Aplicación principal
RMB4B	Recibe el bit 4 por el canal B	Comunicación; corresponde a la transmisión de un bit (1 a 8) por alguno de los dos canales existentes
RMB5A	Recibe el bit 5 por el canal A	
RMB5B	Recibe el bit 5 por el canal B	
TMB1A	Transmite el bit 1 por el canal A	
TMB2A	Transmite el bit 2 por el canal A	
TMB1B	Transmite el bit 1 por el canal B	
TMB2B	Transmite el bit 2 por el canal B	
TMB4A	Transmite el bit 4 por el canal A	
TMB4B	Transmite el bit 4 por el canal B	
TMB5A	Transmite el bit 5 por el canal A	
TMB5B	Transmite el bit 5 por el canal B	

A.3.2 BITS DE SELLO

Tal como ya se mencionó, existen algunos bits que no son de la naturaleza de los Relay Word bits pero que están asociados a estos, para ilustrarlos se abordará el tema de las lógicas de sello, que son utilizadas en la mayoría de las lógicas del esquema automático.

La característica de los switches de sello ó lógicas de sello de los relevadores microprocesados, reemplaza a los relevadores tradicionales de sello. En este caso, en los relevadores usados, se tiene la posibilidad de utilizar hasta 16 lógicas de este tipo. La salida de cada una de estas es llamada bit de sello (LTn), los cuales se utilizan como entradas en otras ecuaciones de control. En la figura A.2 se observa la representación este tipo de lógica.

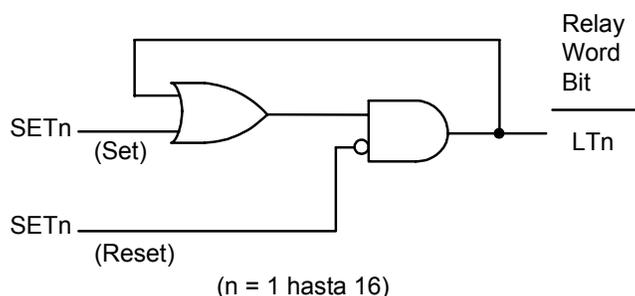


Figura A.2. Bits asociados a la lógica de sello

Los bits de la tabla A.3, son del tipo de los bits SETn y RSTn de las lógicas de sello.

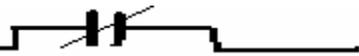


Tabla A.3. Definición de los bits asociados a las lógicas de sello

BIT	DEFINICIÓN	Aplicación principal
SET1	Señal de entrada de la lógica de sello 1.	Control;Señales de entrada y de reseteo de las lógicas de sello
RST1	Señal de reseteo de la lógica de sello 1.	
SET10	Señal de entrada de la lógica de sello 10.	
RST10	Señal de reseteo de la lógica de sello 10.	
SET11	Señal de entrada de la lógica de sello 11.	
RST11	Señal de reseteo de la lógica de sello 11.	
SET12	Señal de entrada de la lógica de sello 12.	
RST12	Señal de reseteo de la lógica de sello 12.	
SET13	Señal de entrada de la lógica de sello 13.	
RST13	Señal de reseteo de la lógica de sello 13.	

A.4 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

El protocolo de comunicaciones (llamado MIRROR BITS) es propio de los controles usados y solo requiere un medio para propagarse, en este caso radiofrecuencia.

Los equipos, se configuraron para establecer un canal de comunicaciones relevador a relevador entre controles adyacentes y cada uno soporta dos canales (A y B). Cada canal de comunicaciones es capaz de transmitir hasta 8 bits de datos entre controles adyacentes. La transferencia de datos entre relevadores se muestra en la figura A.3.

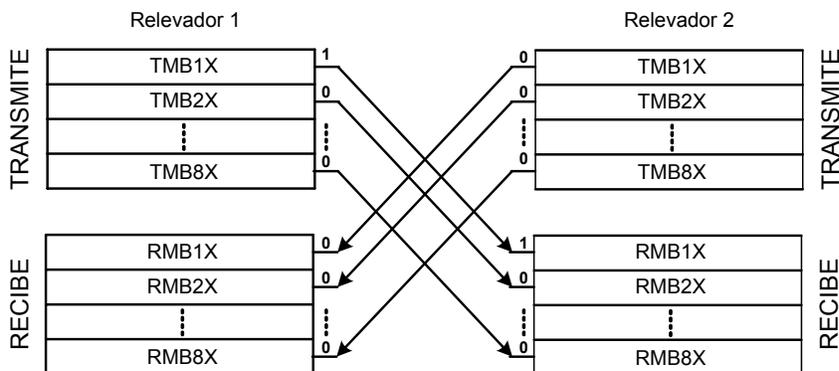
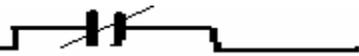


Figura A.3. Representación de la comunicación relevador a relevador

Cada uno de los ocho bits se transmiten en función del estado de una ecuación lógica. Los bits transmitidos se llaman TMB1X hasta TMB8X, donde X es el canal específico y son controlados por ecuaciones de control. Los bits recibidos se llaman RMB1X hasta RMB8X y se usan como entradas para cualquier ecuación de control



A.5 DESCRIPCIÓN DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA AUTOMÁTICO

A continuación, se describe las lógicas del esquema automático de protección. Para ello, es necesario hacer uso de la figura A.4.

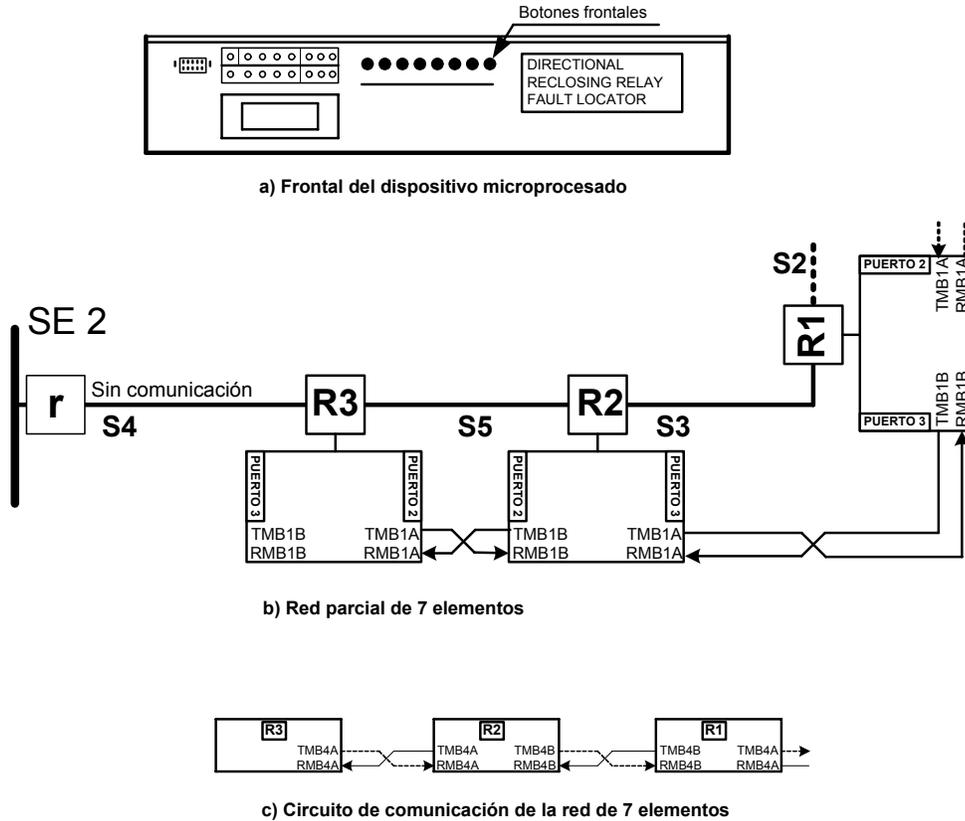
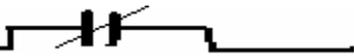


Figura A.4 Elementos para la comunicación en la red en lazo de 7 elementos: a) Frontal del dispositivo microprocesado, b) Red parcial de 7 elementos; c) Circuito de comunicación

La figura A.4a muestra los botones frontales del relevador, dichos botones se configuran a través de bits locales (LB6) para encender el esquema, esto se explicará mejor cuando se mencione la lógica de encendido/apagado.

En el capítulo 5 se utilizan dos redes (una de cinco y otra de 7 elementos) de distribución, en este apéndice solo se utiliza una red parcial de 7 elementos para explicar las lógicas del esquema automático de protección. La red de la figura A.4b, es parcial porque ilustra únicamente a los tres relevadores disponibles que se mencionan en el capítulo 5, sin embargo no debe olvidarse que se están omitiendo dos restauradores.

La figura A.4c, aparece en casi todas las lógicas del esquema automático y muestra la dirección en que se está llevando a cabo la comunicación entre los equipos de control de la red. Por ejemplo, las líneas punteadas que aparecen en esta figura A.3c indican que



la comunicación se establece de R3 a R2 y posteriormente llega a R1. Las líneas a la derecha de R1 indican que se tiene comunicación con uno de los equipos que no está disponible.

A.5.1 LÓGICA 1. Lógica de encendido / apagado del esquema

La lógica de encendido/apagado se observa en la figura A.5, esta se usa por dos motivos: el primero es encender el esquema y que todos los controles estén preparados para enfrentar alguna contingencia, el segundo es que una vez que el esquema ha operado por eventualidad en la red, se apague a si mismo evitando la operación de algún control, por medio del esquema, ante una siguiente falla.

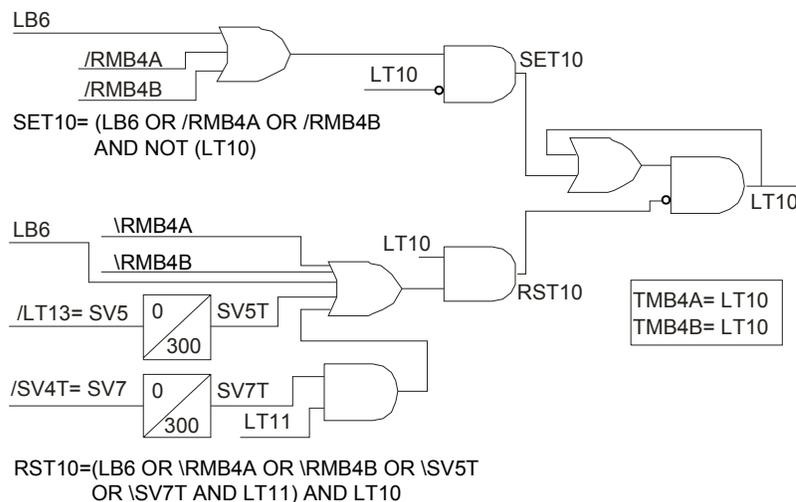


Figura A.5. Lógica 1: Lógica de encendido/apagado del esquema

Para explicar la secuencia de encendido y apagado del esquema, la lógica de la figura A.5 se divide en dos partes, estas se muestran en las figuras A.6 y A.7.

A.5.1.1 Encendido del esquema

El bit local LB6, se configura en todos los controles de la red para que al ser presionado un botón frontal en cualquiera de ellos, se active el bit LT10 y el esquema se encienda. Se dice que el bit LT10 “enciende” al esquema porque, como se vera más adelante, las demás lógicas están en espera de él para activarse.

En la figura A.6 se muestra el encendido del esquema por medio del control del restaurador R2.

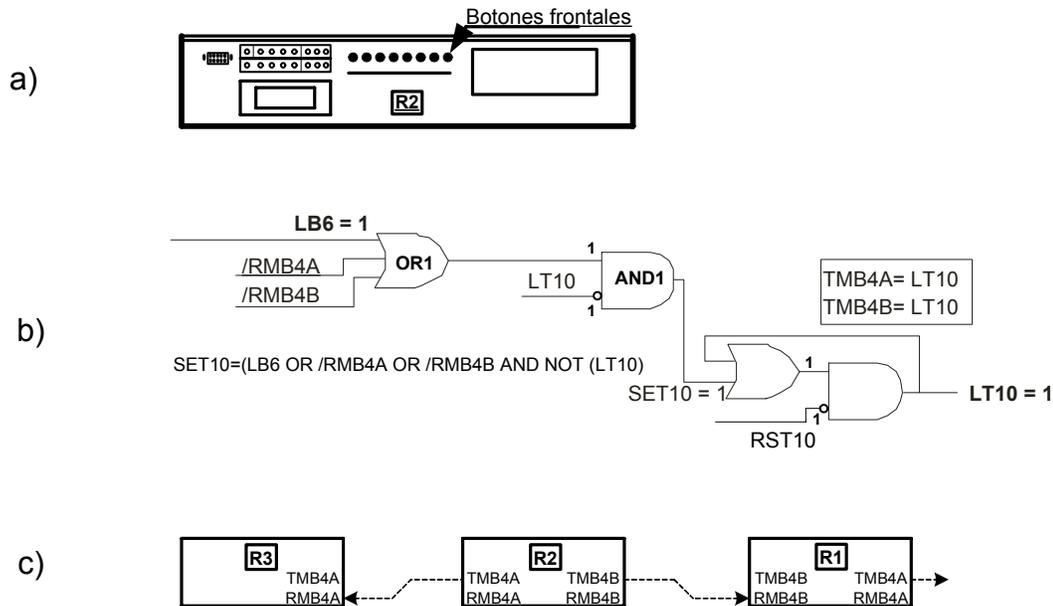


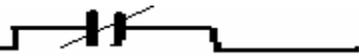
Figura A.6. Secuencia para encender el esquema: a) Frontal del dispositivo microprocesado, b) Lógica involucrada en el encendido, c) Dirección de la comunicación.

En la figura A.6a se muestran los botones frontales de R2. Al presionar el botón adecuado de este control, el bit $LB6=1$ (compuerta OR1), y posterior a esto todos los bits siguientes se habilitan también con lógica 1 hasta que el bit $LT10=1$, esto se muestra en la figura A.6b. Al habilitarse el bit $LT10$, se envía transmisión por ambos canales (TMB4A y TMB4B), en la figura A.6c se observa la manera en como se distribuye la señal de comunicación a los equipos adyacentes.

Todos los restauradores que componen la red tienen lógicas similares a la figura A.6b, de manera que en todos ellos el esquema se enciende (en todos ellos se activa el bit $LT10$) a través de la misma lógica pero con los bits de recepción de comunicación (RMB4A y RMB4B) en lugar del bit $LB6$.

Hay dos cosas que deben observarse en la figura A.6b. Primera, cuando el esquema está apagado no existe comunicación y el bit $LT10=0$. Por tanto, en la compuerta AND1 su bit de entrada $!LT10=NOT(0)=1$, y así cuando se activa el bit $LB6$ la compuerta $AND1=1$. Además, cuando ya existe comunicación $!LT10=0$ (y por tanto $AND1=0$) y así se evita de insistir encender el esquema cuando ya existe este estado (puede suceder que algún equipo donde ya está encendido el esquema, reciba la señal RMB4).

Segunda, la lógica de sello permite que el botón que activa al bit $LB6$ solo se puse una vez para encender el esquema



A.5.1.2 Apagado del esquema

En la figura A.7a se muestra la parte de la lógica que apaga el esquema, en dicha lógica se observan 3 formas de hacerlo. En una de ellas, la secuencia es similar a la del encendido, es decir usando la configuración del botón LB6 y la caída en la recepción de señal RMB4A o RMB4B (de hecho, en esta figura se muestra la secuencia de bits que permite que $LT10=0$ cuando $LB6=1$), las otras dos lo hacen cuando se detecta corriente de cortocircuito (involucra al bit $LT13$, de la lógica 2b) o cuando existe pérdida de potencial (involucra al bit $SV4T$, de la lógica 2a).

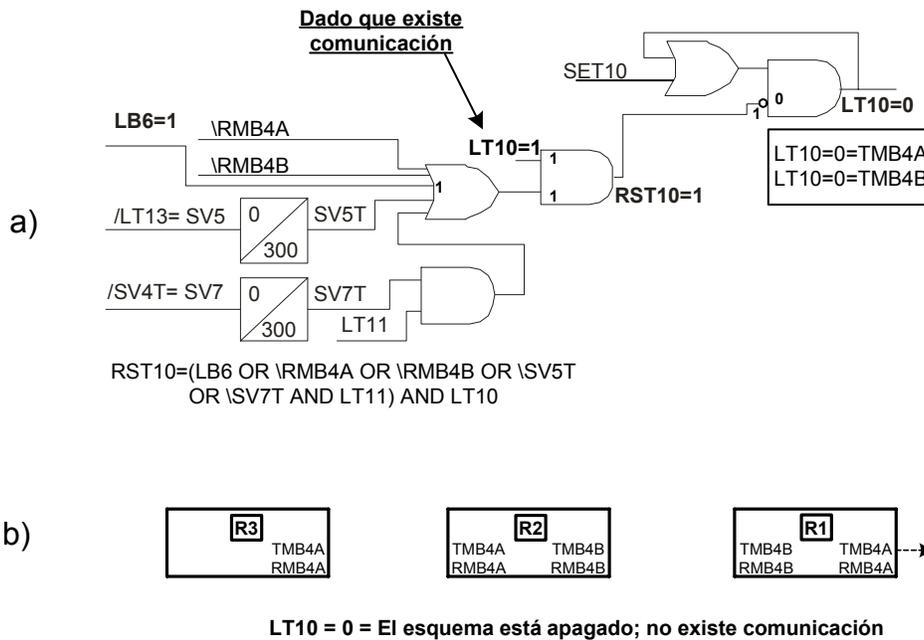


Figura A.7. Secuencia para apagar el esquema: a) Lógica para apagar el esquema, b) dirección de la comunicación

Cuando un restaurador abre por cortocircuito ($LT13$) o por pérdida de potencial ($SV4T$), la lógica de la figura A.7a proporcionará un tiempo, ajustable por el usuario, para que se realice el proceso de seccionamiento y transferencia, y posteriormente apagará al esquema.

Por ejemplo, con el temporizador $SV5$ se ajusta el intervalo de tiempo entre iniciación del esquema ($SET10$) y el reseteo ($RST10$), en este caso, este temporizador está ajustado a 300 ciclos. Algo similar ocurre con el temporizador $SV7$.

En el capítulo 2, se mencionó que cuando la automatización utiliza inteligencia distribuida y es aplicada en alimentadores de distribución en lazo, la restauración de



segmentos no fallados generalmente ocurre en menos de 1 minuto. En el capítulo 5 se realizaron pruebas con un valor de ajuste de SV5 de hasta con 60 ciclos y el esquema logro su objetivo. Se decidió dejar este valor en 300 ciclos como un valor conservador por ser un trabajo de laboratorio.

A.5.2 LÓGICA 2. Lógica de inicio del esquema por contingencia

En este trabajo, las señales que permitirán el proceso de seccionamiento y transferencia son la pérdida de potencial y la corriente de cortocircuito.

El esquema se inicia cuando:

A.5.2.1 Los restauradores que se encuentran más cercanos a la subestación detectan pérdida de potencial, ó

A.5.2.2 Alguno de los restauradores de la red detectan corriente de falla, entonces abren y se bloquean.

A.5.2.1 LÓGICA 2a. Lógica de pérdida de potencial

La lógica 2a, únicamente está incluida en los controles de los restauradores más cercanos a la subestación, en este caso R3 según se observa en la figura 8a. En está figura también se muestra la sección con falla y el enlace de comunicación de los controles de la red de distribución. La operación de la lógica 2a indica que no hay voltaje por pérdida de la subestación o por que ha ocurrido falla en la sección 4. Esta lógica es similar a la lógica 3, donde el elemento de sobrecorriente 50P3 evita que el restaurador abra ante fallas de cortocircuito en la sección 5 (secciones adyacentes).

En figura A.8b, una vez que el restaurador ha sentido la pérdida de potencial por un tiempo de ajuste predeterminado (en este caso 300 ciclos) y de que se cumplen los requisitos de que: no operó elemento de sobrecorriente de fase o de tierra ($50P3=1$), que el restaurador está cerrado ($52a=1$) y que el esquema esté encendido ($LT10=1$), entonces el ajuste $SET11=1$ y $LT11=1$ con lo cual disparará ($79DTL=...+/LT11$) y bloqueará ($79DTL=...+LT11$) a R3.

En la figura A.8c, se muestra que la misión de esta lógica es bloquear a R3 y enviar señal de comunicación (TMB1A) al restaurador adyacente (en este caso R2). El bit LT11 también habilita a la lógica 4a2, esta lógica es la encargada de buscar al equipo normalmente abierto a través del bit de comunicación TMB2A, de esto se hablará más adelante.

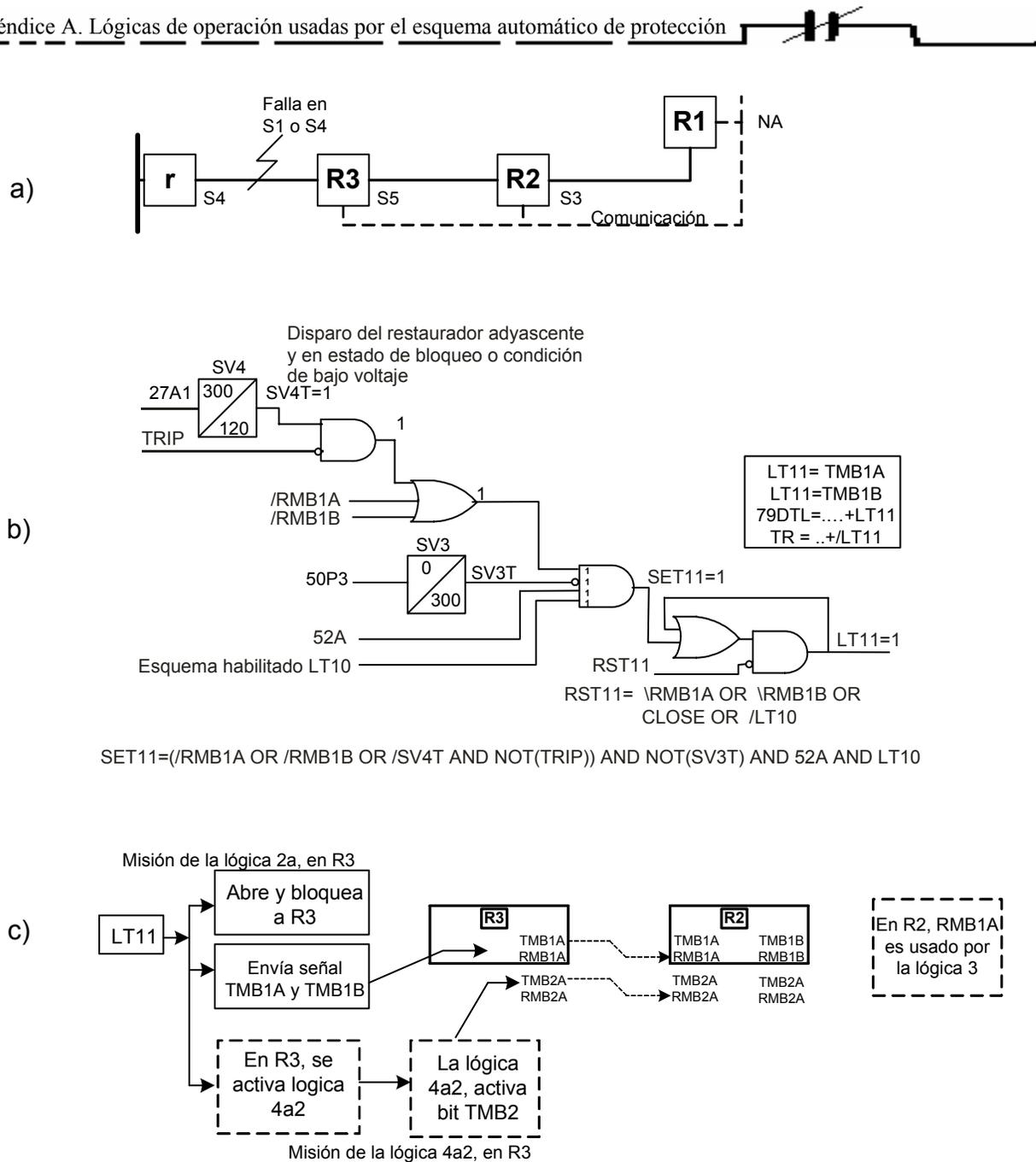
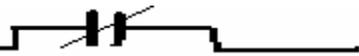


Figura A.8. Secuencia de operación de la lógica 2a: a) punto de falla, b) Lógica de pérdida de potencial (Lógica 2a), c) Dirección de la comunicación.

A.5.2.2 LÓGICA 2b. Lógica de cortocircuito.

La lógica 2b, opera cuando aparece una falla permanente, entre fases o de fase a tierra, en cualquier sección (excepto en las secciones S4 y S1) de la red de la figura A.9a.

Cuando aparece la falla, por ejemplo en S5, R3 cumple su ciclo de operación y finalmente se bloquea. Este bit de bloqueo (79LO) es el que permite habilitar el bit $LT13=1$, considerando que tanto los elementos de sobrecorriente ($51PT=1$ ó $51GT=1$)



como el bit TRIP han sido habilitados por la falla y que además se cumpla: que los contactos de R3 no hayan sido cerrados por la lógica 4b (!LT12=0) y que el esquema esté encendido (LT10=1). Esta secuencia se ilustra en la figura A.8b.

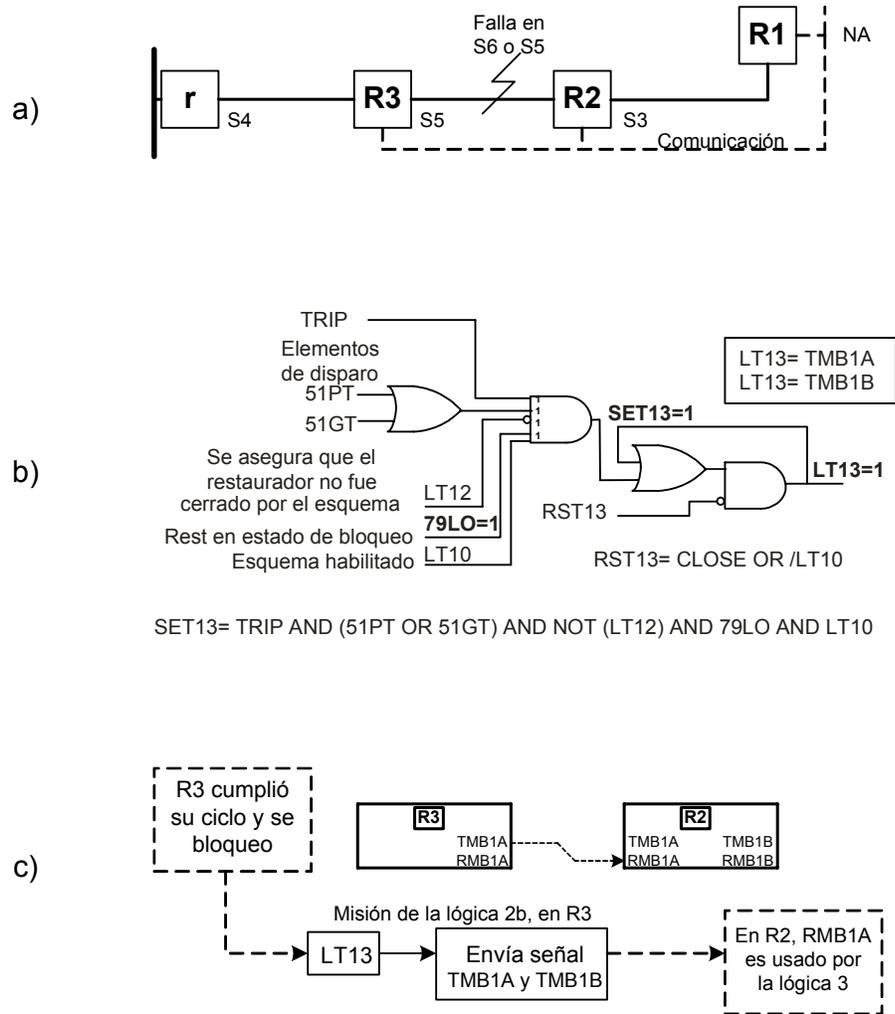
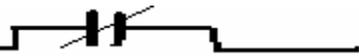


Figura A.9. Secuencia de operación de la lógica 2b: a) punto de falla, b) Lógica de cortocircuito (lógica 2b), c) Dirección de la comunicación.

Al habilitarse LT13, se transmite señal de comunicación (TMB1A ó TMB1B) hacia los controles adyacentes (en este caso solo hacia R2), donde será usada por la lógica 3 para efectuar el aislamiento de la sección fallada. La dirección de la señal de comunicación se ilustra en la figura A.9c.



A.5.3 LÓGICA 3. Lógica de seccionamiento (aislamiento de la falla)

Previamente, con la operación del bit LT11 (lógica 2a, figura A.8) ó del bit LT13 (lógica 2b, figura A.9) se envió señal de transmisión (TMB1A) al control R2, en este control opera la lógica 3. Ver figura A.10.

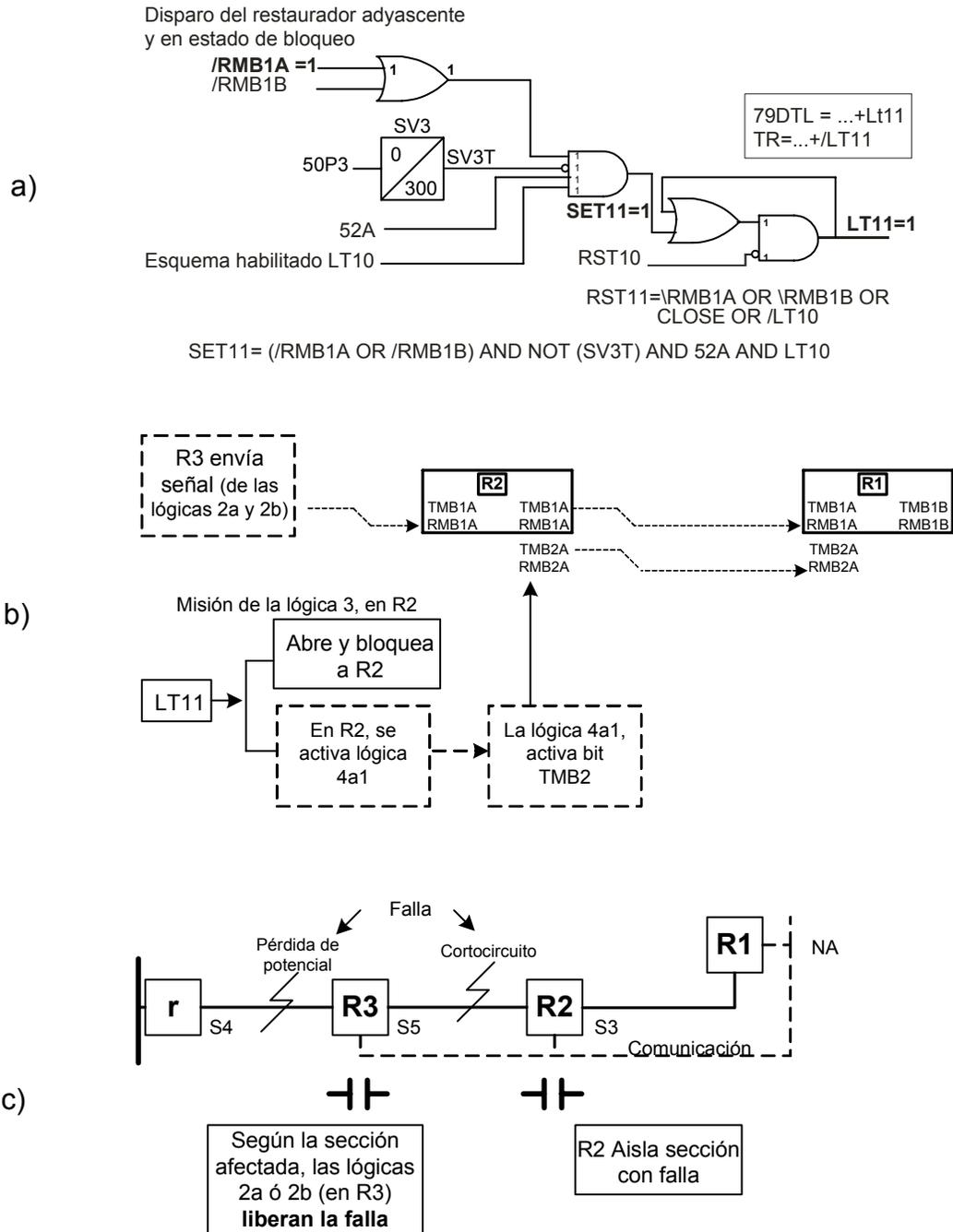
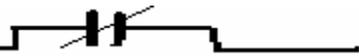


Figura A.10. Secuencia de operación de la Lógica 3: a) Lógica de seccionamiento, b) Dirección de la comunicación, c) Estado que guardan los restauradores.



Entonces: la lógica 3 de R2 recibe señal de comunicación ($RMB1A=1$); dado que este equipo no detecta valor de sobrecorriente (la falla esta atrás de el) el bit $!50P3=1$; como sus contactos están cerrados el bit $52A=1$ y el esquema está encendido el bit $LT10=1$. Toda esta secuencia es motivo para que el bit $LT11=1$, el cual se encarga de abrir el restaurador R2 ($TR=...+/LT11$) y bloquearlo ($79DTL=...+LT11$). Esta secuencia aparece en la figura A.10a.

En la figura A.10a, es importante observar que la negación del elemento de sobrecorriente ($!50P3$) evita que esta lógica haga operar a R2 por fallas que se encuentren hacia la carga. Además, una vez que se activa el elemento de sobrecorriente ($50P3$), su estatus se mantiene, en este caso por $SV3=300$ ciclos, para que haya tiempo suficiente de que llegue el bit de recepción ($RMB1A$ ó $RMB1B$) y que el resultado del bit $LT11=0$. De otra manera se corre el riesgo de que $LT11=1$ para fallas hacia la carga, lo cual bloqueará inadecuadamente al restaurador (por ejemplo: si no se considera este tiempo y la falla hacia la carga del restaurador se libera rápidamente -por ejemplo 6 ciclos-, el bit $!50P3=1$ cuando en 44 ciclos más tarde llegue la señal $RMB1A$, entonces erróneamente el bit $LT11=1$)

En este caso, el tiempo que se le asigna al bit $SV3$ es muy conservador y es igual al valor de reseteo del esquema (de la lógica 1, $SV5=300$ ciclos= $SV7$).

La figura A.10b muestra la dirección de la comunicación una vez que opera la lógica 3. La figura A.10c muestra el estado que guardan los restauradores de la red después de una falla en las secciones S4 ó S5 y hasta la operación de la lógica 3

A.5.4 LÓGICA 4. Lógica de cierre del restaurador normalmente abierto

Para que el restaurador que se encuentra en condición de normalmente abierto pueda ser cerrado y completar la transferencia automática, es necesario el uso de dos lógicas: una de ECO y otra propiamente de cierre de dicho restaurador.

A.5.4.1 LÓGICA 4a1. Lógica de ECO por cortocircuito

La lógica 3 abrió al restaurador R2 para terminar de aislar la sección fallada ($LT11$), al mismo tiempo envía un bit hacia la carga para cerrar el punto normalmente abierto y restaurar el servicio a las secciones no falladas. En la parte superior de las dos lógicas de la figura A.11, se muestra que el control permanece transmitiendo el bit $TMB2$ mientras se cumpla que sus contactos estén abiertos y además que sigue recibiendo el bit $RMB1$.

En la parte inferior de las dos lógicas de esta misma figura A.11, se muestra la lógica de ECO. Esta lógica se usa por el restaurador ubicado hacia la carga (del restaurador que completo el seccionamiento), si dicho restaurador no es el punto normalmente abierto ($!LT12$) entonces el bit $TMB2$ viaja hacia el siguiente restaurador hacia la carga y sigue "preguntando" hasta encontrar el punto que busca (esta secuencia



aparece en la figura A.11b, sin embargo se ilustra mejor en la figura A.12b). Cuando la señal llega al restaurador buscado, se deja de enviar el bit TMB2.

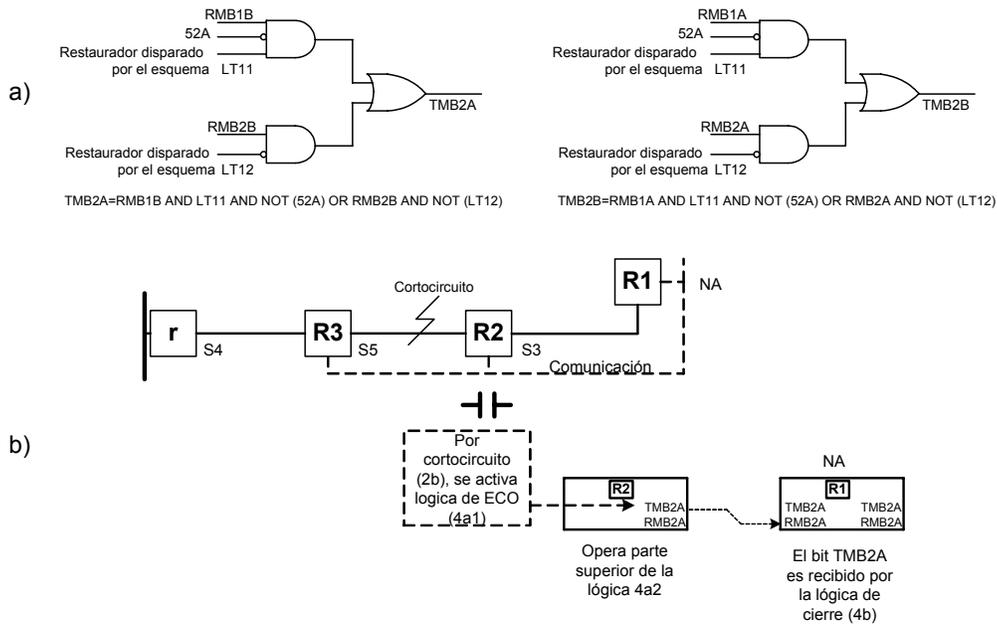


Figura A.11. Secuencia de operación de la lógica 4a1: a)Lógica de ECO por cortocircuito, b)dirección de la comunicación

A.5.4.2 LÓGICA 4a2. Lógica de ECO por pérdida de potencial

Una variación de la lógica anterior se utiliza cuando opera la lógica 2a. Ver figura A.12.

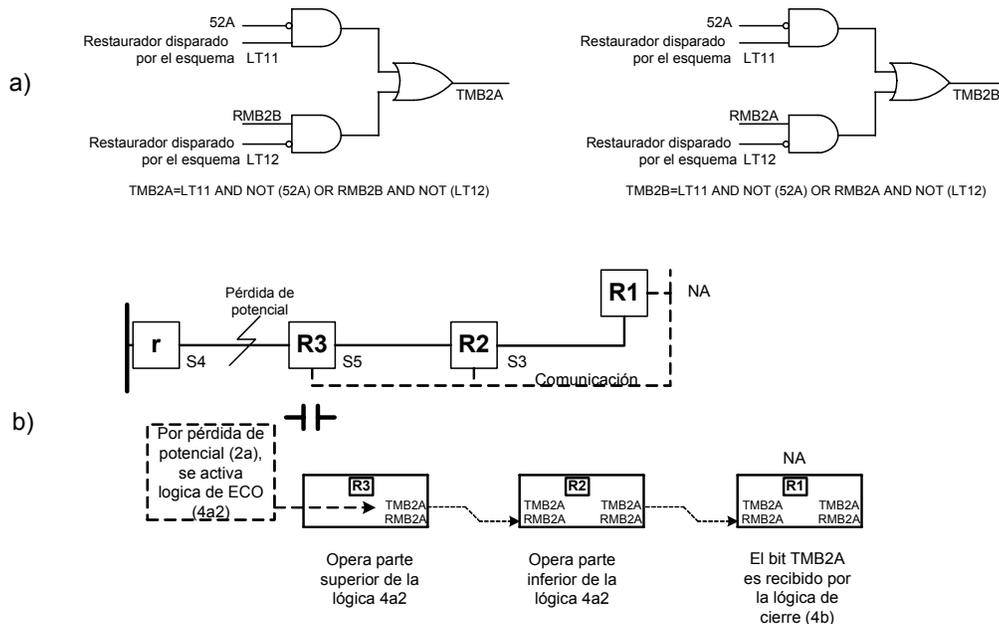


Figura A.12. Secuencia de operación de la lógica 4a2: a)Lógica de ECO por pérdida de potencial, b)dirección de la comunicación

Cuando se activa el bit LT11, de la lógica 2a, el restaurador dispara y se bloquea. En el mismo control, estas dos condiciones satisfacen el hecho de que se transmita señal (TMB2), de la lógica 4a2, al restaurador adyacente hacia la carga. Esta es la diferencia básica con respecto a la lógica 4a1, por lo demás su comportamiento es el mismo. Esta lógica y su secuencia de operación aparece en la figura A.12.

A.5.4.3 LÓGICA 4b. Lógica de cierre

Una vez que el "ECO" (lógica 4a) ha encontrado al punto normalmente abierto, el bit RMB2 se recibe en la figura A.13a y para que se habilite LT12, esta la lógica se asegura que: el estado del restaurador sea abierto (!52A), y que el estado abierto no sea porque el esquema lo abrió ante alguna eventualidad de corriente de falla (!LT13) ó pérdida de potencial o seccionamiento (!LT11). Desde luego, también supervisa que el esquema esté encendido (LT10).

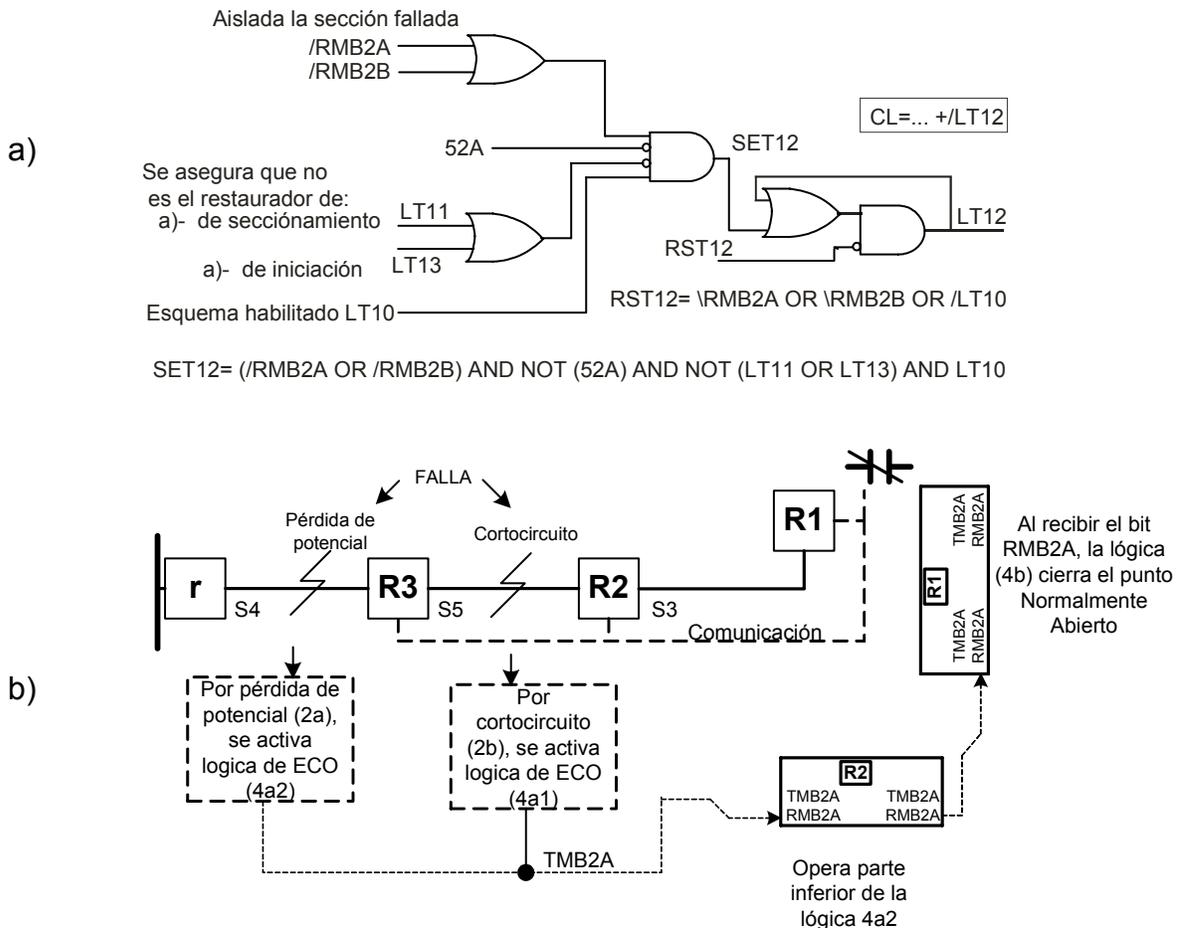
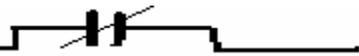


Figura A.13. Secuencia de operación de la lógica 4b: a) Lógica de cierre, b) dirección de la comunicación



A.5.5 LÓGICA 5. Lógica de evento

Esta lógica se usa para indicar que ha operado el esquema. La lógica de la figura A.14 despliega en la pantalla del control un aviso con la leyenda “Evento del esquema” (y puede alambrarse a alguna alarma) y es de particular importancia, porque proporciona información sobre el estatus del esquema, en aquellos restauradores que no llevan a cabo ninguna operación durante el proceso de seccionamiento y transferencia automática

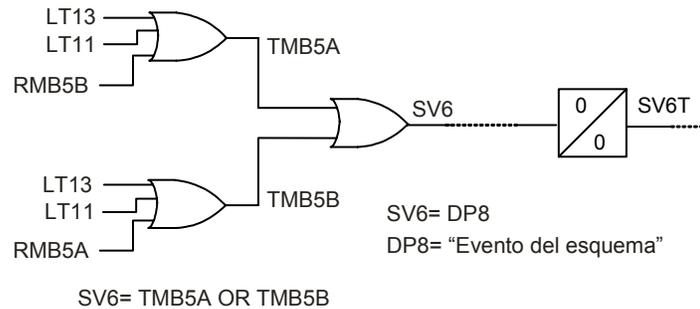


Figura A.14. Lógica 5. Lógica de evento

A.5.6 LÓGICA 6. Lógica de simulador de interruptor

Dado que el esquema automático de protección es operado a nivel de laboratorio, solo se tienen los controles pero no el equipo de seccionamiento, por lo que es necesario simular al interruptor para que las lógicas consideren la imagen de los contactos de los restauradores. La lógica de la figura A.15, es para este fin.

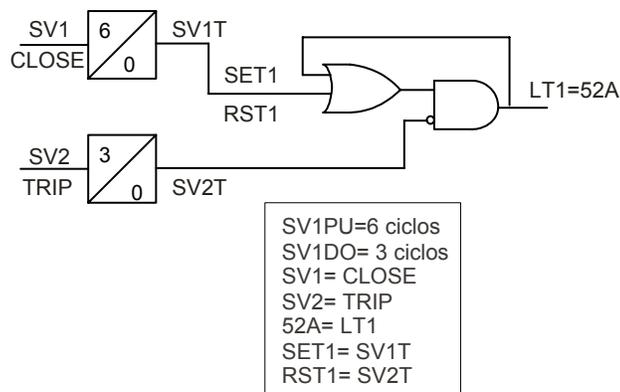
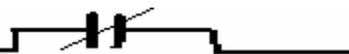


Figura A.9. Lógica 6. Lógica simulador de interruptor



Se podrá notar, que se usan elementos de flanco ascendente en las ecuaciones de disparo y cierre. Una vez que el esquema ha operado, tanto las lógicas de sello como los MIRROR bits permanecen habilitados hasta que se resetea el esquema. Los elementos de flanco ascendente aseguran que el disparo y cierre no sean sostenidos por un periodo prolongado y prevenir al esquema de operar para fallas adicionales en el esquema.

A.5.7 RESUMEN DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA AUTOMÁTICO

En la tabla A.4, se resume la función de las lógicas y muestra el bit de respuesta de cada una de ellas.

Tabla A.4. Bits involucrados en las lógicas del esquema automático de protección

Lógica	Nombre de la lógica	Función de la lógica	Bit de respuesta
1	Lógica de encendido/apagado del esquema	Enciende y apaga el esquema	LT10
2a	Lógica de inicio por pérdida de potencial	Opera por pérdida de potencial	LT11
2b	Lógica de inicio por cortocircuito	Opera por cortocircuito	LT13
3	Lógica de seccionamiento	Completa el aislamiento de la falla.	LT11
4a1	Lógica de ECO por cortocircuito	Se encarga de buscar el punto normalmente abierto, solo si censa falla de cortocircuito.	TMB2A TMB2B
4a2	Lógica de ECO por pérdida de potencial	Se encarga de buscar el punto normalmente abierto, solo si censa falla de cortocircuito.	TMB2A TMB2B
4b	Lógica de cierre	Se encarga de cerrar el punto normalmente abierto	LT12
5	Lógica de evento	En caso de falla, proporciona la leyenda de "Evento del esquema", en todos los equipos	SV6
6	Lógica de simulador de interruptor	Simula al interruptor para efectuar operaciones de recierre	LT1

APÉNDICE B

AJUSTES DE LOS EQUIPOS DE RADIOFRECUENCIA Y DE LAS ECUACIONES DE CONTROL DE LOS DISPOSITIVOS MICROPROCESADOS

B.1 CONSIDERACIONES

En este apéndice, se incluyen los ajustes más representativos para la conexión de los equipos de radiofrecuencia con los relevadores. Además, también se ilustra la distribución de las ecuaciones de control de la red en lazo de 5 y 7 elementos.

B.2 AJUSTES DE LOS EQUIPOS DE RADIOFRECUENCIA

Para establecer comunicación entre los controles de las redes en lazo, ilustradas en capítulo 5, se usaron 4 equipos de radiofrecuencia de comunicación digital, con un rango de 902 a 928 MHz. Cabe mencionar, que debido a la baja potencia de radiación de estos equipos no se requiere permiso especial ni licencia de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte[83].

La figura B.1 muestra una red de 5 elementos, en ella se observa la trayectoria de la comunicación punto a punto entre relevadores adyacentes y el frontal de un dispositivo microprocesado.

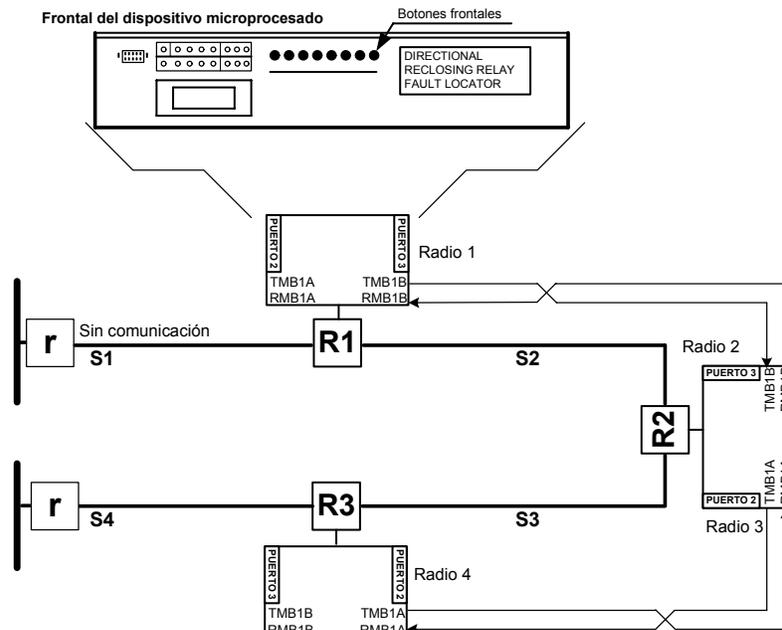
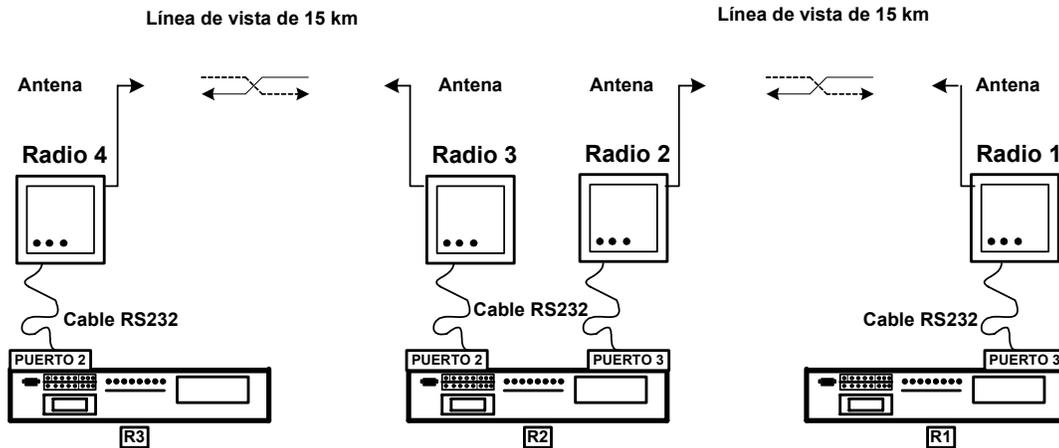


Figura B.1 Red en lazo de 5 elementos con comunicación

La trayectoria de la comunicación que se indica en la figura B.1, es la más ampliamente usada en las figuras tanto del capítulo 5 como de los apéndices. Nótese que aparece la numeración de los radios usados, misma que será utilizada más adelante.

En la figura B.2a se muestra la forma real de conectar los dispositivos microprocesados a los equipos de radiofrecuencia, no se necesita UTR's por lo que el enlace de conexión es solo un cable RS232. La figura B2b muestra el circuito equivalente, utilizado en todo este trabajo.



a) Red de comunicación de los dispositivos microprocesados disponibles



b) Circuito equivalente de la red de comunicación

Figura B.2 Conexión real de los dispositivos microprocesador a los equipos de radiofrecuencia

Los ajustes más representativos que se utilizan para configurar los equipos de radiofrecuencia se encuentran en la tabla B.1, y los ajustes para configurar el puerto de comunicaciones del relevador aparecen tanto en la tabla B.2, como en la sección de los ajustes de los relevadores

Tabla B.1 Ajustes para configurar a los equipos de radiofrecuencia

Ajuste	Definición	Radio 4	Radio 3	Radio 2	Radio 1
0	Estado del radio	Esclava	Maestra	Maestra	Esclava
1	Velocidad de transferencia de datos	38400	38400	38400	38400
2	No serie del radio opuesto	898-0753	898-0751	898-0181	898-0210
3	Canal de frecuencia	7	7	2	2

Tabla B.2 Ajustes para configurar el puerto de comunicaciones de los relevadores.

Ajuste	Definición	Rele 3 Puerto 2	Rele 2 Puerto 2	Rele 2 Puerto 3	Rele 1 Puerto 3
PROTO	Canal de comunicación usado (A ó B)	MB8A	MB8A	MB8B	MB8B
Speed	Velocidad de transferencia de datos	38400	38400	38400	38400
RXID	Asigna el valor de 1 ó 2. El valor	1	2	2	1
TXID	Depende del estado que guarda el radio usado: maestro o esclavo.	2	1	1	2

Los ajustes de la red de 7 elementos son los mismos que los usados por la red de 5 elementos, la única diferencia es la topología de la red, mismo que se muestra en la figura B.3, en ella se puede observar la comunicación entre los elementos disponibles.

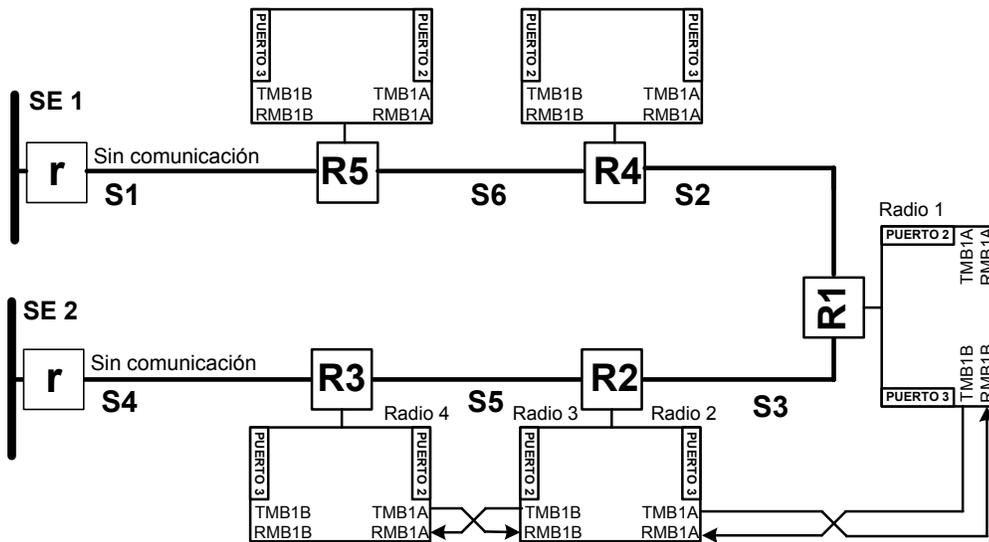


Figura B.3 Red en lazo de 7 elementos con comunicación

B.3 AJUSTES DE LAS ECUACIONES DE CONTROL DE LOS EQUIPOS MICROPROCESADOS

Esta parte del apéndice tiene el propósito de mostrar los ajustes de las ecuaciones de control del esquema automático de protección (tabla B.3). Además, se muestra la ubicación de cada una haciendo uso de una red en lazo de 7 elementos (figura B.4).

Tabla B.3 Ajustes de las ecuaciones de control usadas por el esquema automático

BIT	Ajuste
SET1=	SV1T
RST1=	SV2T
SET10=	$(LB6+ / RMB4A+ / RMB4B) * !LT10$
RST10=	$(LB6 OR \ RMB4A+ \ RMB4B+ \ SV5T+ \ SV7T * LT11) * LT10$
SET11=	$(/ RMB1A+ / RMB1B+ / SV4T * !TRIP) * !SV3T * 52A * LT10$
RST11=	$\ RMB1A+ \ RMB1B+ CLOSE+ / LT10$
SET12=	$(/ RMB2A+ / RMB2B) * !52A * !(LT11+LT13) * LT10$
RST12=	$\ RMB2A+ \ RMB2B+ LT10$
SET13=	$TRIP * (51PT+51GT) * !LT12 * 79LO * LT10$
RST13=	$CLOSE+ / LT10$

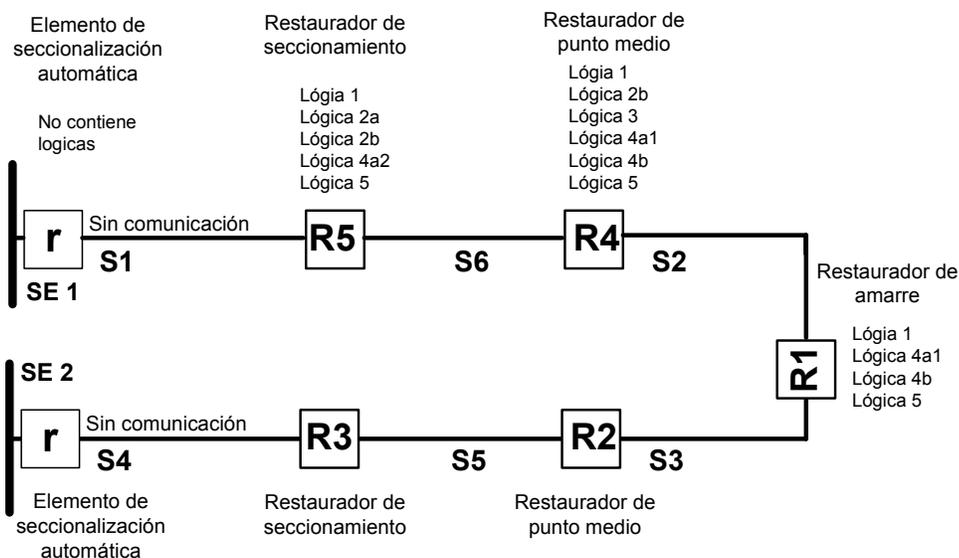


Figura B.4 Lógicas usadas por los equipos de la red de 7 elementos.

A partir de esta figura B.4, es muy sencillo conocer las lógicas que tendrán los equipos de una red en lazo de cinco elementos; simplemente se elimina el restaurador de punto medio.