



UNIVERSIDAD DE CUENCA



**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MAESTRÍA EN TELEMÁTICA**

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA  
PILOTO PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE  
ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE  
LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO  
SUR C.A.”**

Tesis previa a la obtención del  
título de Magister en Telemática

**Autor:**

Ing. Carlos Emilio Landázuri Paredes

**Director:**

Ing. Víctor Vinicio Méndez Tapia

CUENCA – ECUADOR  
FEBRERO – 2016



## Resumen

---

Las necesidades energéticas de la sociedad actual exigen una red eléctrica más eficiente y confiable. El concepto de Red Inteligente (*Smart Grid*) fue concebido para alcanzar estas metas, y una de sus estrategias fundamentales es la Automatización de la Distribución (*Distribution Automation - DA*). La Automatización avanzada de la Distribución incluye las aplicaciones FLISR (*Fault Location, Isolation and Service Restoration*), Volt/Var Control, Reconfiguración Óptima, etc.

En el ámbito nacional, la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. (CENTROSUR) es una de las pioneras en el despliegue de tecnología para la gestión de la operación de la distribución, con sistemas SCADA/DMS/OMS y sistemas de Automatización de Subestaciones. Estos han establecido un nivel primario de automatización: “automatización local” de bahía y “control remoto manual” del Sistema Eléctrico de Potencia.

Con el presente trabajo de tesis, se diseñó e implementó un sistema de automatización de alimentador con la función avanzada FLISR, aplicado a un área específica de la red de distribución de CENTROSUR para la localización y aislamiento de una falla, y la restauración del servicio. Así, este trabajo incorpora la capacidad de “control remoto automático” de la red eléctrica de distribución de CENTROSUR. Además transforma la concepción de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, pasando de una operación manual a una automática.

**Palabras claves:** Automatización de la Distribución, FLISR, Inteligencia de Control, Equipamiento inteligente de alimentador, Comunicaciones, Algoritmos FLISR, Controlador Maestro, Reconectores, Sistema de Automatización de Subestación – SAS.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

## Abstract

The energy needs of today's society requires a more efficient and reliable power grid. The concept of Smart Grid was designed to achieve these goals, and one of its key strategies is Distribution Automation - DA. Advanced Distribution Automation applications includes FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration), Volt / Var Control, Optimal Reconfiguration, etc.

At the national level, Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A (CENTROSUR) is a pioneer in the deployment of technology for managing the operation of the distribution, with SCADA / DMS / OMS systems and Substation Automation systems. They have established a primary level of automation, "local automation" bay and "hand-held remote control" Power System.

In this thesis, we designed and implemented a feeder automation system with advanced FLISR function applied to a specific area of the distribution network of CENTROSUR for localization and isolation of a fault, and service restoration. Thus, this work incorporates the ability to "automatic remote control" of the electricity distribution network of CENTROSUR. In addition transforms the concept of operation of the electrical power system, from manual to automatic operation.

Keywords: Distribution Automation, FLISR, Intelligence Control, Intelligent Feeder Equipment, Communications, FLISR Algorithms, Master Controller, reclosers, Substation Automation System - SAS.



# Índice de Contenidos

---

1	PERSPECTIVA GENERAL DE LA TESIS .....	22
2	PANORAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	28
2.1	introducción .....	28
2.2	Análisis situacional del entorno del sector eléctrico ecuatoriano.....	29
2.2.1	Evolución del sector eléctrico en el Ecuador.....	29
2.2.2	Marco jurídico vigente.....	35
2.2.4.1	Ley de Régimen del Sector Eléctrico año 1996 [9].....	36
2.2.4.2	Constitución Política del Ecuador año 2008 [5].....	37
2.2.4.3	Mandato No. 15 aprobado por la Asamblea Nacional Constituyente 2008 [6] 38	
2.2.3	Marco Regulatorio: Calidad del servicio eléctrico de distribución.....	39
2.2.4	Estado actual del sector eléctrico ecuatoriano.....	42
2.2.4.1	Reservas de Potencia .....	42
2.2.4.2	Importación energética.....	42
2.2.4.3	Recursos Hidroenergéticos .....	42
2.2.4.4	Recursos Renovables No Convencionales .....	43
2.2.4.5	Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica .....	44
2.2.4.6	Pérdidas de Energía .....	44
2.2.4.7	Cobertura Eléctrica .....	44
2.2.4.8	Eficiencia Energética.....	45
2.2.4.9	Generación Instalada .....	45
2.3	Descripción institucional de la CENTROSUR .....	45
2.3.1	Breve descripción histórica .....	45
2.4	Horizonte del sector eléctrico ecuatoriano .....	47
2.5	Conclusiones.....	53
2.6	Referencias .....	54
3	CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN .....	56
3.1.	Introducción.....	56
3.2.	Beneficios de la Automatización de la Distribución .....	57
3.3.	Jerarquía de Control.....	61
3.4.	Concepto de Automatización de la Distribución .....	63
3.5.	Sistema de Automatización de la Distribución .....	67
3.5.1.	Nivel de automatización de equipos de seccionamiento/maniobra. ...	69



3.5.2.	Etapas de automatización .....	71
3.5.3.	Nivel de Intensidad de la Automatización .....	73
3.6.	Estrategias de implementación de DA .....	74
3.6.1.	Estructura de la red de distribución.....	77
3.7.	Equipamiento primario inteligente para DA.....	77
3.7.1.	Equipamiento primario de seccionamiento para sistemas de distribución .....	77
3.7.2.	Definiciones del estado de preparación para la automatización del dispositivo primario de seccionamiento.....	79
3.7.3.	Componentes de los equipos inteligentes de seccionamiento .....	82
3.7.4.	Características funcionales de dispositivos inteligentes para automatización de la distribución .....	84
3.7.4.1.	Reconectores .....	84
3.7.4.2.	Cuchillas seccionadoras ( <i>switches</i> ) .....	87
3.7.4.3.	Seccionalizadores .....	89
3.7.4.4.	Bancos de capacitores conmutados .....	90
3.7.4.5.	Reguladores de tensión de línea .....	91
3.7.4.6.	Indicadores de Circuito Fallado ( <i>Faulted Circuit Indicators</i> ) .....	92
3.7.4.7.	Sensores de tensión y corriente .....	94
3.8.	Conclusiones .....	95
3.9.	Referencias .....	96
Capítulo 4	.....	99
4	APLICACIONES AVANZADAS Y ARQUITECTURAS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN .....	99
4.1.	Introducción.....	99
4.2.	Funciones de la automatización de la distribución (DA).....	100
4.2.1.	Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio .....	102
4.2.2.	Reconfiguración del alimentador y balanceo de transformadores ....	102
4.2.3.	Extensión de la vida útil de los transformadores .....	102
4.2.4.	Control de voltaje y potencia reactiva mediante capacitores.....	103
4.2.5.	Control de voltaje mediante reguladores .....	103
4.2.6.	Control LTC ( <i>Load Tap Changer</i> ) de transformadores.....	104
4.2.7.	Monitoreo del sistema de distribución.....	104
4.3.	Aplicaciones avanzadas de Automatización de la distribución.....	104
4.3.1.	Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio ( <i>Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR</i> ).....	105



4.3.1.1.	Restricciones a considerar .....	111
4.3.2.	Control y optimización de voltaje y potencia reactiva (Volt/Var Control) 111	
4.4.	Lógica de Control .....	112
4.4.1.	Escenario 1: Automatización en Circuito A con 1.5 dispositivos automatizados con FCI y control remoto.....	114
4.4.2.	Escenario 2: Automatización en Circuito B con 2.5 dispositivos automatizados con FCI y control remoto.....	115
4.4.3.	Escenario 3 y 4: Automatización sin FCI .....	117
4.4.4.	Escenario 5, 6, 7 y 8: Control local .....	117
4.4.5.	Escenario 9: Automatización con reconectores y seccionadores. 118	
4.5.	Arquitecturas para DA .....	119
4.5.1.	Estructura básica.....	119
4.6.	Arquitecturas para Automatización de Alimentador ( <i>Feeder Automation - FA</i> )	121
4.6.1.	Arquitectura de control local .....	121
4.6.2.	Arquitectura distribuida .....	123
4.6.3.	Arquitectura centralizada .....	127
4.6.4.	Arquitectura semi-centralizada basada en SA ( <i>Substation Automation</i> ) 129	
4.6.5.	Comparación de las arquitecturas .....	137
4.7.	Conclusiones.....	139
4.8.	Referencias .....	139
5	SISTEMAS DE COMUNICACIONES PARA LA RED INTELIGENTE Y LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	142
5.1.	Introducción.....	142
5.2.	Las comunicaciones en la Red Inteligente y la Automatización de la Distribución .....	143
5.3.	El modelo ISO OSI .....	145
5.4.	Estructura de los sistemas de comunicaciones para la Red Inteligente ( <i>Smart Grid</i> ) .....	146
5.5.	Requerimientos y tecnologías de comunicación para la Red Inteligente.	149
5.5.1.	Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para WAN.....	152
5.5.2.	Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para FAN .....	155



5.5.3. Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para HAN.....	159
5.6. TECNOLOGÍA Y MEDIOS DE COMUNICACIÓN PARA DA Y SMART GRID 160	
5.7. COMUNICACIONES POR CABLE .....	160
5.7.1. Fibra Óptica sobre las líneas eléctricas .....	160
5.7.2. Power Line Communication (PLC).....	165
5.7.3. Línea de Suscriptor Digital ( <i>Digital Subscriber Lines</i> - DSL) .....	169
5.8. COMUNICACIONES INALÁMBRICAS .....	170
5.8.1. Redes Celulares.....	171
5.8.1.1. Redes Celulares 2.5G: GPRS/EDGE/1xRTT.....	173
5.8.1.2. Redes Celulares 3G: HSPA/EVDO.....	174
5.8.1.3. Redes Celulares 4G: LTE/HSPA+, UMTS .....	175
5.8.2. <i>Wireless Local Area Network</i> (WLAN) .....	178
5.8.3. WiMAX .....	182
5.8.4. Sistemas Satelitales .....	185
5.8.5. Sistemas de Microonda Digital .....	187
5.8.6. ZigBee.....	188
5.9. referencias.....	190
Capítulo 6 .....	194
6 EVOLUCIÓN Y ACTUALIDAD DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.....	194
6.1. INTRODUCCIÓN.....	194
6.2. Evolución de la automatización del Sistema Eléctrico de Potencia en la CENTROSUR .....	195
6.3. Análisis de la infraestructura y plataformas existentes orientadas a la automatización en la CENTROSUR .....	198
6.4. El Centro de Control y los sistemas SCADA/DMS/OMS .....	199
6.4.1. Sistemas de Automatización de Subestaciones - SAS .....	200
6.4.2. Equipamiento inteligente de distribución.....	203
6.4.3. Operación de la inteligencia local para reconexión automática de los reconectores Tipo A y B de CENTROSUR .....	207
6.4.4. Monitoreo y Control Remoto del equipamiento inteligente de distribución .....	210
6.5. Estudio de mejora de la confiabilidad mediante la aplicación de Automatización de la Distribución .....	214
6.6. Referencias .....	217



7	DISEÑO DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES CON LA APLICACIÓN AVANZADA FLISR PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.....	218
7.1.	Introducción.....	218
7.2.	Principios de diseño del sistema de automatización de alimentador con la aplicación aVANZADa FLISR.....	219
7.3.	Selección de la arquitectura general del sistema de automatización de alimentador .....	221
7.3.1.	Arquitectura basada en subestación para automatización de alimentadores .....	223
7.4.	Desarrollo de la Inteligencia FLISR de automatización de alimentador: Diseño fundamental .....	225
7.5.	Desarrollo de la Inteligencia FLISR de automatización de alimentador: Diseño de detalle .....	228
7.5.1.	Algoritmo de Adquisición de información del sistema de distribución (PG100) .....	229
7.5.2.	Algoritmo de Actualización de la Configuración del sistema de alimentadores (PG101).....	230
7.5.3.	Algoritmo de construcción de la matriz de direccionalidad .....	234
7.5.4.	Algoritmo de cálculo de la carga de las secciones del sistema .....	242
7.5.5.	Algoritmo de Localización y Aislamiento de la falla (PG103 y PG104) .....	245
7.5.6.	Algoritmo de Restauración del servicio (PG107).....	249
7.5.7.	Algoritmo de Reconfiguración automática (PG106) .....	260
7.6.	Referencias .....	264
8	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES CON LA APLICACIÓN AVANZADA FLISR PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.....	265
8.1.	Introducción.....	265
8.2.	Selección del Controlador Maestro para la arquitectura de automatización de alimentador basada en subestación .....	266
8.3.	Selección del área del sistema eléctrico de distribución de CENTROSUR para la implantación de automatización FLISR.....	271
8.4.	Arquitectura del sistema piloto para automatización de los alimentadores 1421 - 1424.....	277
8.5.	Inteligencia FLISR para el sistema piloto de automatización de los alimentadores 1421 - 1424.....	281
8.5.1.	Lenguaje de Implementación del Control Supervisorio - SCIL .....	283
8.5.2.	Base de datos del sistema SAS.....	285





8.5.3.	Ingeniería e implantación de la inteligencia FLISR .....	286
8.5.4.	Ingeniería de la base de datos de proceso .....	293
8.5.5.	Ingeniería del sistema.....	294
8.5.6.	Personalización de la aplicación FLISR.....	295
8.6.	Referencias .....	296
9	PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR IMPLANTADO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. ....	297
9.1.	Introducción.....	297
9.2.	Protocolos de prueba.....	297
9.3.	Pruebas en el entorno de simulación.....	298
9.4.	Pruebas en el entorno de laboratorio.....	301
9.4.1.	Escenarios de prueba.....	305
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	324
10.1.	Conclusiones .....	324
10.1.1.	Desde la perspectiva conceptual.....	324
10.1.2.	Desde la perspectiva práctica.....	328
10.2.	Recomendaciones .....	331
A.1.	Listado de Señales de Reconectores Tipo A .....	334
A.1.1.	Señales digitales de entrada.....	334
A.1.2.	Señales digitales de salida .....	335
A.1.3.	Señales analógicas de entrada.....	335
A.2.	Listado de Señales de Reconectores Tipo B .....	336
A.2.1.	Señales digitales de entrada.....	336
A.2.2.	Señales digitales de salida .....	337
A.2.3.	Señales analógicas de entrada.....	337
B.1.	bUSQUEDA CAMINO/FUENTE RESTAURACION.....	- 339 -
B.2.	RESTAURACION .....	- 341 -
B.3.	BUSCAR MAXIMA CAPACIDAD .....	- 342 -
B.4.	BUSCO FUENTE RESTAURACION .....	- 343 -
B.5.	ACTUALIZAR CARGA INTERRUPTOR PROMEDIO .....	- 345 -
B.6.	LEER CARGA ACTUAL .....	- 345 -
B.7.	BUSCAR SECCION Y FUENTE ALTERNATIVA.....	- 346 -
B.8.	GENERAR MATRIZ INCIDENCIA .....	- 348 -
B.9.	BUSCAR INTERRUPTORES ASOCIADOS A SECCION MAYOR ....	- 350 -
B.10.	BUSCAR SECCIONES Y FUENTES ALTERNATIVAS .....	- 351 -



B.11.	CALCULO RESERVA .....	- 352 -
B.12.	ALGORITMO GENERAL DE RESTAURACION.....	- 353 -
C.1.	Grupo de programas “da_general”.....	355
C.1.1.	ACTUALIZAR_CARGA_INTERRUPTORES .....	355
C.1.2.	ACTUALIZAR_STATUS_INTERRUPTORES .....	356
C.1.3.	ARRANQUE_FLISR .....	357
C.1.4.	CALCULAR_CARGA_SECCION.....	358
C.1.5.	CONFIRMA_STATUS .....	360
C.1.6.	CREA_ACTIVAR_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES .....	360
C.1.7.	CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES .....	361
C.1.8.	CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES 362	
C.1.9.	CREA_TIME_CHANNEL_CONFIRMACION_STATUS.....	363
C.1.10.	DA_FLISR .....	363
C.1.11.	GENERA_MATRIZ_DIRECCIONALIDAD.....	365
C.1.12.	INICIA_FLISR.....	369
C.1.13.	VERIFICAR_CONDICIONES_INICIO_FLISR.....	372
C.2.	grupo de programas “DA_LOCALIZACION_AISLAMIENTO”.....	373
C.2.1.	LOCALIZACION_AISLAMIENTO.....	373
C.3.	grupo de programas “DA_RESTAURACION” .....	374
C.3.1.	BUSCAR_FUENTE_RESTAURACION .....	374
C.3.2.	BUSCAR_INTERRUPTORES_FUENTES_RESTAURACION.....	376
C.3.3.	BUSCAR_SECCION_RESTAURACION .....	380
C.3.4.	AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.....	380
C.3.5.	AGREGAR_INTERRUPTOR_CERRADO .....	381
C.3.6.	BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAURADA.....	381
C.3.7.	BUSCAR_SECCION_Y_FUENTE .....	382
C.3.8.	RESTAURACION_GENERAL .....	383
C.3.9.	SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION .....	387
C.4.	grupo de programas “DA_RECONFIGURACION” .....	389
C.4.1.	EJECUTA_RECONFIGURACION .....	389
D.1.	Escenario de prueba S001. ....	393
D.2.	Escenario de prueba S002. ....	396
D.3.	Escenario de prueba S003. ....	399
D.4.	Escenario de prueba S004. ....	402



UNIVERSIDAD DE CUENCA

D.5.	Escenario de prueba S005. ....	405
D.6.	Escenario de prueba S006. ....	408
D.7.	Escenario de prueba S007. ....	411
D.8.	Escenario de prueba S008. ....	414
D.9.	Escenario de prueba S009. ....	417
D.10.	Escenario de prueba S010. ....	420
D.11.	Escenario de prueba S011. ....	423
D.12.	Escenario de prueba S012. ....	426
D.13.	Escenario de prueba S013. ....	429
D.14.	Escenario de prueba S014. ....	432
D.15.	Escenario de prueba S015. ....	435
D.16.	Escenario de prueba S016. ....	438



# Índice de Figuras

FIGURA 2.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ENTRE 1961 Y 1996 [12].	31
44	
FIGURA 2.2. PORCENTAJE DE COBERTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO [8].	44
FIGURA 2.3. SIGDE Y LOS PLANES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR DE LA DISTRIBUCIÓN.	51
FIGURA 2.4. METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN (FMI <sub>k</sub> ) POR DISTRIBUIDORA [8].	52
.....	
FIGURA 2.5. METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (TTI <sub>k</sub> ) POR DISTRIBUIDORA [8].	52
FIGURA 3.1. INCREMENTO DE BENEFICIOS (TIEMPO DE INTERRUPCIÓN) SEGÚN IMPLEMENTACIÓN DE DA PARA UNA RED RURAL [16].	60
FIGURA 3.2. JERARQUÍA DE CONTROL TÍPICA DE UNA DISTRIBUIDORA [18]	62
FIGURA 3.3. CONCEPTO DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN [17]	64
FIGURA 3.4. COMPONENTES DE DMS ( <i>DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM</i> ) [3].	66
FIGURA 3.5. CATEGORÍAS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN [11].	67
FIGURA 3.6. ÁRBOL DE DECISIÓN PARA IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN EN UN EQUIPO PRIMARIO DE MANIOBRA [18].	70
FIGURA 3.7. ETAPAS DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (CONTROL EXTENDIDO) [14].	73
FIGURA 3.8. MEJORA EN EL TIEMPO DE LAS INTERRUPCIONES CON EL INCREMENTO DE AIL [1].	74
FIGURA 3.9. COMPONENTES DE DA [18].	75
FIGURA 3.10. REQUERIMIENTOS DE INTEGRACIÓN, PRUEBAS Y VERIFICACIÓN PARA DA [3].	81
FIGURA 3.11. GABINETES DE CONTROL LISTOS PARA AUTOMATIZACIÓN CON UN CONTROLADOR (IED), BATERÍAS Y UNA INTERFAZ DE COMUNICACIÓN [AUTOR]	82
FIGURA 3.12. ESTRUCTURA DE UN BLOQUE CONSTRUCTIVO [18].	83
FIGURA 3.13. CICLO DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA DE UN RECONECTADOR [11].	85
FIGURA 3.14. ELEMENTOS DE UN RECONECTADOR [AUTOR].	86
FIGURA 3.15. CUCHILLA SECCIONADORA [1]	88
FIGURA 3.16. SECCIONALIZADORES TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS MONTADOS EN POSTE Y PORTA FUSIBLE [1].	90
FIGURA 3.17. BANCO DE CAPACITORES CONMUTADO MONTADO EN POSTE	91
FIGURA 3.18. REGULADORES DE TENSIÓN DE LÍNEA [AUTOR]	92
FIGURA 3.19. INDICADORES DE FALLA [1].	93
FIGURA 3.20. UTILIZACIÓN DE INDICADORES DE FALLA PARA LOCALIZAR INTERRUPCIONES DEL SERVICIO.	93
FIGURA 3.21. SENSOR INDIVIDUAL DE TENSIÓN Y CORRIENTE [1].	94
FIGURA 4.5. PASO 3 – AISLAMIENTO DE LA FALLA [5].	109
FIGURA 4.6. PASO 4 – RESTAURACIÓN DEL SERVICIO [5].	110
FIGURA 4.7. ALIMENTADORES DENTRO DE UN ESQUEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO [18].	113
FIGURA 4.8. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA LÓGICA DEL ESCENARIO 1 DE AUTOMATIZACIÓN [18].	115
FIGURA 4.11. A) FLISR CON INTELIGENCIA DISTRIBUIDA. B) LOCALIZACIÓN DE LA FALLA. (CONTINUÍA)	126
.....	
FIGURA 4.11 (CONTINUACIÓN). C) AISLAMIENTO DE LA FALLA. D) RESTAURACIÓN DEL SERVICIO [17].	127
.....	
FIGURA 4.12. A) LOCALIZACIÓN DE LA FALLA, B) AISLAMIENTO DE LA FALLA, C) RESTAURACIÓN DEL SERVICIO [1].	132
FIGURA 4.13. A) LOCALIZACIÓN DE LA FALLA, B) AISLAMIENTO DE LA FALLA, C) RESTAURACIÓN DEL SERVICIO [1].	134
FIGURA 4.14. A) LOCALIZACIÓN DE LA FALLA, B) AISLAMIENTO DE LA FALLA, C) RESTAURACIÓN DEL SERVICIO [1].	136
137	



FIGURA 4.15. BALANCE ENTRE TIEMPO DE RESPUESTA Y COMPLEJIDAD DE LAS ARQUITECTURAS PARA DA [7].	137
FIGURA 5.1. CAPAS DEL MODELO OSI	145
FIGURA 5.2. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES PARA SMART GRID [5].	146
FIGURA 5.3. ATENUACIÓN DE LA FIBRA ÓPTICA PARA VARIAS LONGITUDES DE ONDA [19].	162
FIGURA 5.4. TECNOLOGÍA CELULAR EN APLICACIONES SCADA [23] [24]	177
FIGURA 5.5. ESQUEMA DE SUPERVISIÓN, CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN DE RECONECTADORES UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA GPRS [27].	178
FIGURA 5.6. WIRELESS LAN EN SUBESTACIONES. ADAPTACIÓN DE [14].	181
FIGURA 5.7. WMAR CON COMUNICACIONES WIMAX. ADAPTACIÓN DE [14].	184
189	
FIGURA 5.8. ZIGBEE EN HAN [30].	189
FIGURA 6.1. ARQUITECTURA DEL SAS DE LA SUBESTACIÓN 18 “CAÑAR” DE CENTROSUR [1].	202
FIGURA 6.2. GABINETE CONTROL DE RECONECTADOR TRIFÁSICO TIPO B: A) INTERFAZ ETHERNET Y FUENTE 110VAC, B) INTERFAZ <i>BLUETOOTH</i> [AUTOR]	206
FIGURA 6.3. RECONECTADORES TIPO A, LUEGO DE LAS MEJORAS: A) GABINETE DE CONTROL CON INTERFAZ PARA AUTOMATIZACIÓN, B) SISTEMA DE RESPALDO DE ENERGÍA EXTERNO [AUTOR]	207
.....	207
TABLA 6.3. CARACTERÍSTICAS PARA AUTOMATIZACIÓN DE LOS RECONECTADORES TIPO A Y B [AUTOR].	207
FIGURA 6.4. DIAGRAMA TEMPORAL DE LOS EVENTOS DE UN RECONECTADOR (TIPO A O B) DURANTE UNA FALLA PERMANENTE [AUTOR].	208
FIGURA 6.5. DIAGRAMA TEMPORAL DE LOS EVENTOS DE UN RECONECTADOR (TIPO A O B) DURANTE UNA FALLA TRANSITORIA [AUTOR].	209
FIGURA 6.6: ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR [AUTOR].	212
FIGURA 6.7: RECONECTADOR TIPO B DEL ALIMENTADOR 0324 UBICADO EN LA AV. CACIQUE CHAPARRA, INTEGRADO AL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR [AUTOR].	213
FIGURA 6.8: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, PARA EL ALIMENTADOR 0321 [SCADA SHERPA].	213
FIGURA 7.1. ARQUITECTURA GENERAL PARA DA BASADA EN SUBESTACIÓN, APLICABLE EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR [AUTOR].	224
FIGURA 7.2. ALGORITMO GENERAL FLISR [AUTOR]	226
FIGURA 7.3. MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES PARA DISEÑO DEL ALGORITMO FLISR [AUTOR].	229
FIGURA 7.4. MATRIZ DE INCIDENCIA DEL MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES DE LA FIG. 7.3 [AUTOR].	231
FIGURA 7.5. MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD DEL MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES DE LA FIG. 7.3, BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN [AUTOR].	233
FIGURA 7.6. VECTOR DE ESTATUS DE LOS INTERRUPTORES DEL MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES DE LA FIG. 7.3, BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN [AUTOR].	233
FIGURA 7.7. DIAGRAMA DE FLUJO (SIMPLIFICADO) DEL ALGORITMO PARA GENERACIÓN DE LA MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD [AUTOR].	235
FIGURA 7.8. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: BÚSQUEDA DE INTERRUPTORES AGUAS ABAJO DE SE_A [AUTOR].	236
FIGURA 7.9. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: BÚSQUEDA DE SECCIÓN AGUAS ABAJO DE Q1 [AUTOR].	237
FIGURA 7.10. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: BÚSQUEDA DE SECCIÓN AGUAS ABAJO DE Q2 [AUTOR]	237
FIGURA 7.11. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: BÚSQUEDA DE SECCIÓN AGUAS ABAJO DE Q3 [AUTOR]	238



FIGURA 7.12. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: Q4 ABIERTO Y Q5, Q6, Q7 Y Q8 SIN CONEXIÓN A S12 MARCAN EL FINAL DEL RAMAL [AUTOR].....	239
FIGURA 7.13. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: BÚSQUEDA DE SECCIÓN AGUAS ABAJO DE Q6 [AUTOR] .....	239
FIGURA 7.14. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: Q7 ABIERTO, Y Q4, Q5 Y Q8 SIN CONEXIÓN A S13 MARCAN EL FINAL DEL RAMAL [AUTOR].....	240
FIGURA 7.15. GENERACIÓN DE MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD: Q4, Q5, Q7 Y Q8 SIN CONEXIÓN A S10 [AUTOR].....	241
FIGURA 7.16. MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD CREADA PARCIALMENTE CON LOS ELEMENTOS AGUAS ABAJO DE LA FUENTE SE_A [AUTOR].....	241
FIGURA 7.17. FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO PARA CÁLCULO DE LA CARGA DE LAS SECCIONES, APLICADO AL CIRCUITO DE LA SUBESTACIÓN SE_A DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 7.3: A) SECCIÓN S10, B) SECCIÓN S11, C) SECCIÓN S12, D) SECCIÓN S13 [AUTOR] .....	244
FIGURA 7.18. LÓGICA DEL ALGORITMO DE “VERIFICACIÓN DE LA FALLA” [AUTOR] .....	246
FIGURA 7.19. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN Y AISLAMIENTO DE LA FALLA [AUTOR].....	246
FIGURA 7.20. FALLA EN LA SECCIÓN S10 DEL MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES. Q1 SE BLOQUEA ( <i>LOCKOUT</i> ) E INICIA LA AUTOMATIZACIÓN FLISR [AUTOR].....	247
FIGURA 7.21. FUNCIONAMIENTO DE ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN Y AISLAMIENTO DE LA FALLA [AUTOR].....	248
FIGURA 7.22. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DEL AISLAMIENTO DE LA FALLA [AUTOR] .....	249
FIGURA 7.23. FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: BÚSQUEDA DE FUENTES DE RESTAURACIÓN DISPONIBLES [AUTOR].....	251
FIGURA 7.24. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: SELECCIÓN DE FUENTES PARA EL ESCENARIO SE_B > SE_C [AUTOR].....	253
FIGURA 7.25. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DE LA RESTAURACIÓN CUANDO SE_B > SE_C [AUTOR]. .....	254
FIGURA 7.26. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: SELECCIÓN DE FUENTES PARA EL ESCENARIO SE_B >> SE_C [AUTOR].....	255
FIGURA 7.27. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DE LA RESTAURACIÓN CUANDO SE_B >> SE_C [AUTOR]. .....	256
FIGURA 7.28. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: SELECCIÓN DE FUENTES PARA EL ESCENARIO SE_C > SE_B [AUTOR].....	257
FIGURA 7.29. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DE LA RESTAURACIÓN CUANDO SE_C > SE_B [AUTOR]. .....	258
FIGURA 7.30. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: SELECCIÓN DE FUENTES PARA EL ESCENARIO SE_C >> SE_B [AUTOR].....	259
FIGURA 7.31. ALGORITMO DE RESTAURACIÓN: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DE LA RESTAURACIÓN CUANDO SE_C >> SE_B [AUTOR] .....	260
FIGURA 7.32. MODELO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE UNA FALLA: A) CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA PREVIO A LA FALLA, B) SISTEMA RECONFIGURADO POR FLISR [AUTOR].....	262
FIGURA 7.33. ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA POR FLISR (EJECUCIÓN DE LISTADO DE MANIOBRAS) [AUTOR].....	263
FIGURA 8.1. UBICACIÓN DE LOS RECONECTADORES EN LOS ALIMENTADORES 1421 Y 1424 [3]... 275	
FIGURA 8.2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE ALIMENTADORES (1421 - 1424) PARA IMPLANTACIÓN DE FLISR, CORRESPONDIENTE A CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN [3]. .....	277
FIGURA 8.3. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN 1421 – 1424, DE LA FIGURA 8.2 [AUTOR].....	278



FIGURA 8.4. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN LA ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421 Y 1424 [AUTOR].....	280
FIGURA 8.5. DISPOSITIVOS DEL SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421 – 1424: A) TABLERO SAS CON EL CONTROLADOR MAESTRO, B) INTERRUPTORES DE CIRCUITO 252-1 Y 252-4, C) RECONECTADOR QR01 DEL ALIMENTADOR 1421, D) RECONECTADOR QR02 N.A, E) RECONECTADOR QR03 DEL ALIMENTADOR 1424 [AUTOR]. .....	281
FIGURA 8.6. ELEMENTOS SAS QUE CONTROLAN LA EJECUCIÓN DE PROGRAMAS SCIL, Y ELEMENTOS SAS CONTROLADOS POR SCIL [2].....	284
FIGURA 8.7. ESTRUCTURA DE LOS PROGRAMAS SCIL DESARROLLADOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE LA INTELIGENCIA FLISR EN EL SAS DE LA SUBESTACIÓN 14 [AUTOR].....	287
FIGURA 8.8. FRAGMENTO DE UNO DE LOS PROGRAMA DEL ALGORITMO DE RESTAURACIÓN DEL SERVICIO, ESCRITO CON LENGUAJE SCIL [AUTOR]. .....	289
FIGURA 8.9. INFORMACIÓN TOPOLÓGICA OBTENIDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL SAS PARA EL SISTEMA DE ALIMENTADORES 1421 – 1424 [2].....	290
FIGURA 8.10. INTERFAZ GRÁFICA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421 – 1424, IMPLEMENTADA EN EL CONTROLADOR MAESTRO DE LA SUBESTACIÓN 14 [AUTOR].	291
FIGURA 8.11. MATRIZ DE DIRECCIONALIDAD DEL SISTEMA DE ALIMENTADORES 1421 – 1424, CONSTRUIDA POR LA APLICACIÓN FLISR DEL SAS [AUTOR] .....	292
FIGURA 8.12. REPORTE DE RESULTADOS FLISR ACCEDIDOS A TRAVÉS DE LA INTERFAZ GRÁFICA: A) LOCALIZACIÓN, B) AISLAMIENTO, C) RESTAURACIÓN, D) RECONFIGURACIÓN [AUTOR] .....	292
FIGURA 8.13. BASE DE DATOS DE PROCESO DEL CONTROLADOR MAESTRO DE LA SUBESTACIÓN 14, CON LA SEÑAL DE BLOQUEO DEL RECONECTADOR QR01. ....	294
FIGURA 8.14. CONFIGURACIÓN DE LAS ESTACIONES EN EL SISTEMA SAS DE LA SUBESTACIÓN 14, PARA CADA UNO DE LOS RECONECTADORES DE LOS ALIMENTADORES 1421 – 1424 [2]. ....	295
FIGURA 9.1. MODELO DE SISTEMA DE ALIMENTADORES UTILIZADO PARA EL DESARROLLO DEL DISEÑO DE FLISR, QUE SERÁ USADO PARA LAS PRUEBAS FUNCIONALES EN EL ENTORNO DE SIMULACIÓN [AUTOR]. .....	300
FIGURA 9.2. ARQUITECTURA DEL ENTORNO DE LABORATORIO PARA PRUEBAS DEL SISTEMA FA - FLISR DE LOS ALIMENTADORES 1421 – 1424 [AUTOR]. .....	302
FIGURA 9.3. EQUIPAMIENTO INTELIGENTE DE ALIMENTADOR PARA LAS PRUEBAS DE LABORATORIO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421-1424 [AUTOR]. .....	303
TABLA 9.2. ESCENARIOS DE PRUEBA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN FLISR DE LOS ALIMENTADORES 1421-1424 [AUTOR]. .....	305



# Índice de Tablas

TABLA 2.1. LÍMITES PARA LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO. FUENTE: REGULACIÓN CONELEC -004/01. ....	41
TABLA 2.2. OBJETIVOS, INDICADORES Y METAS PLAN ESTRATÉGICO MEER 2014 – 2017 [8] .....	48
TABLA 2.3. MATRIZ DE PROGRAMACIÓN PLURIANUAL DE INVERSIONES 2014 – 2017 [8]. ....	49
TABLA 2.4. METAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL AÑO 2013. ....	51
TABLA 3.1. BENEFICIOS DE LA AUTOMATIZACIÓN, CLASIFICADOS POR JERARQUÍA DE CONTROL [18]. .....	58
TABLA 4.1. ESCENARIOS DE AUTOMATIZACIÓN PARA EL ESQUEMA DE LA FIGURA 4.7 [18]. ....	114
TABLA 4.2. CONSIDERACIONES DE SELECCIÓN DE ARQUITECTURAS PARA DA [11]. ....	138
TABLA 4.3. ARQUITECTURAS POR APLICACIÓN DA [11]. ....	138
TABLA 5.2. CARACTERÍSTICAS Y REQUERIMIENTOS DE WAN [33] [34] .....	154
TABLA 5.3. REQUERIMIENTOS DE LA CAPA DE MEDIOS DE COMUNICACIÓN (CAPA 1 Y 2) PARA WAN [33] [34]. ....	155
TABLA 5.4. APLICACIONES SOPORTAS POR FAN [33] [34]. ....	156
TABLA 5.5. CARACTERÍSTICAS Y REQUERIMIENTOS DE FAN [33] [34] .....	157
TABLA 5.6. REQUERIMIENTOS DE LA CAPA DE MEDIOS DE COMUNICACIÓN (CAPA 1 Y 2) PARA FAN [33] [34]. ....	158
TABLA 5.7. REQUERIMIENTOS DE LA CAPA DE MEDIOS DE COMUNICACIÓN (CAPA 1 Y 2) PARA HAN [33] [34]. ....	159
TABLA 5.8. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA FIBRA ÓPTICA [3] [9] [19]. ....	165
TABLA 5.9. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE PLC [19] [21] .....	168
TABLA 5.10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE DSL [19] .....	170
TABLA 5.11. TECNOLOGÍA 2.5G [9] .....	173
TABLA 5.12. TECNOLOGÍAS 3G [35] .....	175
TABLA 5.13. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS REDES CELULARES [22] [23] [24] .....	177
TABLA 5.14. CAPA FÍSICA IEEE 802.11 [17] [18] .....	179
TABLA 5.15. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS SATELITALES [8] [9] [19] [21]. ....	187
TABLA 5.16. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ZIGBEE [30] [31]. ....	190
TABLA 6.1. SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS) Y RTU INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE CENTROSUR [AUTOR]. ....	203
TABLA 6.2. EQUIPAMIENTO INTELIGENTE DE DISTRIBUCIÓN INSTALADO EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN DE 22 kV DE CENTROSUR [AUTOR]. ....	205
TABLA 6.4. EVENTOS CRONOLÓGICOS DE UN RECONECTADOR (TIPO A O B) DURANTE UNA FALLA PERMANENTE [AUTOR]. ....	209
TABLA 6.5. EVENTOS CRONOLÓGICOS DE UN RECONECTADOR (TIPO A O B) DURANTE UNA FALLA TRANSITORIA [AUTOR]. ....	210
TABLA 7.1. VALORES DE CARGA (EN TÉRMINOS DE POTENCIA ACTIVA) MEDIDOS POR EL IED DE LOS INTERRUPTORES DEL MODELO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 7.3 [AUTOR]. ....	243
TABLA 7.2. RESULTADOS DEL ALGORITMO DE CÁLCULO DE LA CARGA DE SECCIÓN PARA EL MODELO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 7.3 [AUTOR]. ....	243
TABLA 8.1. COMPARACIÓN RTU VS COMPUTADOR DE ESTACIÓN, EN TÉRMINOS DE HARDWARE Y SOFTWARE [AUTOR] .....	268
TABLA 8.2. REQUERIMIENTOS DE SOFTWARE PARA IMPLANTACIÓN FLISR Y SU DESEMPEÑO EN SISTEMAS RTU Y SAS [AUTOR]. ....	269
TABLA 8.3. CARACTERÍSTICAS ALIMENTADORES 1421 Y 1424 [3] .....	273





UNIVERSIDAD DE CUENCA

TABLA 9.1. ESCENARIOS DE PRUEBA FLISR APLICADO AL MODELO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 9.1 [AUTOR].....	301
---	-----



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca  
Clausula de derechos de autor

---

Ing. Carlos Emilio Landázuri Paredes autor de la tesis "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PILOTO PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A." reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c de su reglamento de propiedad intelectual de publicar este trabajo por cualquier medio conocido y por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Telemática. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo no implicara afección alguna de mis derechos morales y patrimoniales como autor.

Cuenca, Marzo del 2016

Ing. Carlos Emilio Landázuri Paredes

0103054722



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca  
Clausula de propiedad intelectual

Ing. Carlos Emilio Landázuri Paredes autor de la tesis "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PILOTO PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A." certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de la autor.

Cuenca, Marzo del 2016

Ing. Carlos Emilio Landázuri Paredes

0103054722



UNIVERSIDAD DE CUENCA

## Agradecimientos

Me enorgullece reconocer a aquellas personas e instituciones que con su desinteresado, sincero y afectuoso aporte, colaboración y predisposición hicieron posible la consecución de este trabajo.

Mi profunda y perene gratitud:

A mi director de tesis, por encaminar e impulsar apropiadamente los esfuerzos.

A la prestigiosa CENTROSUR, cuya visión innovadora acogió plenamente este proyecto y me brindó las facilidades para llevarlo adelante.

Al talentoso equipo humano del Departamento de Supervisión y Control de esta empresa, por el consejo oportuno y el apoyo incondicional.

A los miembros del Tribunal Calificador de la tesis, por enriquecer este trabajo con sus valiosas observaciones.

A la Universidad de Cuenca, por su destacada e incesante contribución a la sociedad mediante la formación de talento humano con excelencia académica.

Emilio



## Dedicatoria

La esencia de este trabajo reside en el aprovechamiento, socialmente egoísta pero indispensable, de una parte considerable del tiempo de familia en aras del desarrollo personal.

Por esta razón, este esfuerzo va para mi familia:

Para mis padres, por haber acuñado en mi la perseverancia y el brío que me ha permitido afrontar este y otros desafíos.

Para mis hermanos, por recordarme que siempre se puede dar más.

Para mi hermosa y perspicaz sobrinita Emilia Valentina, que nos ilumina con el albor de su existencia y que es la primera mujer de la nueva generación del clan.

Para mi abuelita Teresa... todo se lo debo a ella.

Emilio



# Capítulo 1

---

## 1 PERSPECTIVA GENERAL DE LA TESIS

---

Una de las preocupaciones permanentes de las empresas de distribución de energía eléctrica es la mejora continua de la confiabilidad y la calidad del servicio de suministro de electricidad, a través de la proyección e implantación de diversos programas que buscan dar cumplimiento a las expectativas tanto de los clientes como del órgano regulador. Esto es especialmente relevante en los actuales momentos, debido a la incursión de nuevos tipo de cargas, como las cocinas de inducción y el advenimiento de los vehículos eléctricos.

En respuesta a esta preocupación, y particularmente durante los últimos años, el sector de la energía eléctrica en el Ecuador ha volcado un esfuerzo notable en la expansión y modernización de la distribución. Así, las compañías distribuidoras de electricidad se han visto impulsadas a llevar a cabo una serie de iniciativas tendientes a mejorar sus prácticas de gestión de la planificación y operación de los sistemas eléctricos de distribución. Esto les permitirá proporcionar un servicio que cumpla con las metas de calidad definidas por el marco regulatorio del país. A nivel tecnológico, estas iniciativas son llevadas a la práctica mediante el despliegue de herramientas de apoyo a la operación de la red de distribución, tales como los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), DMS (*Distribution Management System*), OMS (*Outage Management System*), y en menor escala la implantación de proyectos de DA (*Distribution Automation*). Respecto de este último, DA (automatización de los sistemas eléctricos de distribución) representa una de las estrategias fundamentales para el establecimiento de un sistema de distribución inteligente.



La Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. (CENTROSUR), una distribuidora y comercializadora de energía eléctrica que opera en el sur del país, es una de las pioneras en este tipo de iniciativas en el Ecuador, con varias intervenciones exitosas en este campo. En primer lugar, esta empresa ha consolidado un Centro de Control moderno a través de la experiencia en varias plataformas de sistema SCADA, que desde sus inicios se han concentrado primordialmente en la supervisión y control de las subestaciones de distribución. En segundo lugar, a partir del año 2005 la red de distribución de media tensión ha sido equipada con dispositivos de reconexión automática y reguladores de tensión, alcanzando una cifra aproximada de setenta elementos hasta inicios del año 2015. Estos dispositivos han aportado exclusivamente con “automatización local” en cuanto al nivel o grado de automatización de la distribución, ya que originalmente operaron de forma autónoma pero aislada del Centro de Control. En tercer lugar, un conjunto importante de subestaciones, principalmente las más lejanas, ha sido equipado con sistemas de automatización (*Substation Automation System - SAS*) basados en la norma IEC 61850, la más reciente para este tipo de aplicaciones y con un gran potencial de crecimiento. Finalmente, con el apoyo de un grupo de especialistas externo, esta compañía ha elaborado una guía de referencia para la planificación de la automatización de su sistema de distribución, orientado a la mejora de la confiabilidad del sistema mediante la aplicación de esquemas FLISR (*Fault Location, Isolation and Service Restoration*), y eficiencia energética mediante IVVC (*Integrated Volt/VAR Control*). Como consecuencia, todos los elementos citados han contribuido a lo que hoy se va consolidando como una plataforma integral para la automatización de la distribución. Sin embargo, aún queda mucho por hacer, particularmente en el sentido más pragmático del concepto de automatización.

La extensión de la automatización hacia los circuitos de media tensión de la red de distribución aún no ha sido explorada ni explotada en el país. Dentro de este marco, el presente trabajo de tesis propone el “Diseño e Implementación de un sistema de automatización de alimentador” (*Feeder*



*Automation – FA*<sup>1</sup>) aplicado al sistema eléctrico de distribución de la citada empresa distribuidora. Principalmente, el despliegue de este sistema se fundamenta en el desarrollo de la función avanzada FLISR (*Fault Location, Isolation and Service Restoration*) a través de una inteligencia de control que permitirá incrementar el grado de automatización del equipamiento inteligente de campo de la red de distribución. Esta automatización de alimentador pretende mejorar la eficiencia operacional de la red y repercutir positivamente en el nivel de calidad del servicio técnico (índices FMIK y TTIK según regulación CONELEC 004/01) suministrado a los consumidores.

La implantación de la función avanzada de automatización FLISR se propone a través del diseño de una arquitectura basada en inteligencia semi-centralizada ubicada en subestación. Este diseño considerará la infraestructura y los criterios de operación existentes (SCADA, SAS, equipamiento inteligente de alimentador, procedimientos de operación, fichas de maniobras). El sistema prototipo se aplicará en un escenario conformado por dos alimentadores equipados con reconectores. Primero se aplicará la función básica de monitoreo y control remoto sobre estos dispositivos, y sobre lo cual se diseñará y construirá la inteligencia de control automático para detección y aislamiento de fallas, y la restauración del servicio a la mayor cantidad de usuarios posible. La selección del escenario y el esquema FLISR estará sustentada en los criterios y filosofía del área de operación de la distribuidora, los cuales están fundamentados en las recomendaciones de la guía de planificación de la automatización de la distribución (elaborada con apoyo de especialistas externos) y la experiencia del personal de ingeniería del área de operación. La automatización del esquema FLISR comprenderá la búsqueda, selección y ejecución automatizada y computarizada de un plan de maniobras que se inicializa automáticamente por condiciones de falla en el sistema eléctrico.

Dentro del marco del plan de estudios de la Maestría en Telemática, el enfoque de la tesis se centra en los sistemas de control y automatización, así como en los recursos telemáticos necesarios para la implementación de

---

<sup>1</sup> En referencia al concepto, la terminología “automatización de alimentador” o “automatización de la distribución” se utilizarán intercambiabilmente durante el desarrollo del presente trabajo de tesis.





un sistema de automatización de alimentador. Por lo tanto, el alcance práctico abarca el diseño de los sistemas de adquisición de datos, control y automatización, comunicaciones e inteligencia de control. La información y análisis correspondientes a la ubicación óptima de los equipos de seccionamiento de alimentador, análisis de confiabilidad, estudios de protecciones y filosofías de operación serán insumos para el desarrollo del trabajo de tesis, y su análisis y/o ejecución no se consideran en el alcance del proyecto.

En cuanto a la estructura del trabajo escrito, los contenidos de la tesis se han organizado con el fin de exponer, en primer lugar, el desarrollo de la investigación teórica, y finalmente la aplicación práctica. La formulación teórica abarca conceptos del estado del arte de la automatización de la distribución desde la perspectiva de control y la tecnología de comunicaciones aplicada a los sistemas eléctricos de potencia. Esta teoría permitirá contextualizar y comprender de forma consistente el trabajo de tesis y sustentar sólidamente el diseño e implementación de la aplicación práctica. Al final se evalúan los resultados obtenidos y los principales beneficios de la aplicación de la automatización de la distribución, y se puntualizarán las recomendaciones para trabajos futuros en esta área.

Los principales fundamentos teóricos y de análisis se desarrollan en los capítulos 2, 3, 4 y 5. Una revisión global del sector eléctrico del Ecuador es presentada en el segundo capítulo, desde el punto de vista de la visión actual del sector. Allí se establecen las prioridades que rigen los proyectos nacionales actuales, dentro de los cuales se identificará los objetivos y metas del área de distribución mediante el análisis de la evolución, la normativa regulatoria y legal vigente, el estado actual y la visión futura del sector. El objetivo de este capítulo es destacar la importancia de la automatización de la distribución en el marco general del sector eléctrico ecuatoriano.

En el tercer capítulo se presentan los fundamentos de la automatización aplicada a los sistemas eléctricos de distribución, con énfasis en la automatización de alimentador. Se analizan los conceptos de nivel y



profundidad de automatización, así como el equipamiento inteligente básico de distribución. El cuarto capítulo expone las aplicaciones funcionales avanzadas de automatización de la distribución. La función FLISR y las principales arquitecturas de control son analizadas en profundidad.

En el quinto capítulo se analiza los requerimientos funcionales de las comunicaciones para la automatización de los sistemas eléctricos de distribución con una visión hacia la *Smart Grid*, y se presenta las tecnologías y medios de comunicación con potencial uso en DA. El análisis de este capítulo permitirá evaluar el uso de la infraestructura de comunicaciones desplegada por la empresa distribuidora, o la selección de alternativas tecnológicas viables.

El desarrollo de la aplicación práctica es introducido a partir del capítulo sexto. Este capítulo inicia con una lectura de la evolución de la automatización en la Empresa Eléctrica regional Centro Sur C.A., ya que su red de distribución es el escenario de implantación de la automatización de alimentador planteada en este trabajo. Luego, se analiza la infraestructura existente en esta empresa orientada hacia DA, y finalmente se presentan los principales resultados del estudio de mejora de la confiabilidad.

En el capítulo séptimo se exponen los principales resultados obtenidos durante la etapa de desarrollo del diseño del sistema propuesto. Aquí se discuten los criterios de diseño de la arquitectura del sistema. Luego, se presenta el diseño de la inteligencia FLISR. Esta inteligencia es desarrollada a través de algoritmos que son explicados en profundidad mediante su aplicación en un modelo de sistema de distribución utilizado con fines ilustrativos. Estos diseños son utilizados en el capítulo octavo para la implementación de un sistema piloto para la automatización de un área específica de la red de distribución de CENTROSUR. Este capítulo inicia con la selección del tipo de controlador maestro a utilizar en la arquitectura del sistema y luego se selecciona los circuitos primarios que serán automatizados. Entonces, la ingeniería de detalle de la implementación es abordada, tanto para la arquitectura como para la inteligencia FLISR.



Los resultados de las pruebas funcionales del sistema piloto de automatización son presentados en el capítulo noveno. El desempeño del sistema de automatización y su algoritmo FLISR es verificado mediante un conjunto de pruebas ejecutadas en dos entornos diferentes. El entorno de simulación utiliza el modelo de sistema de distribución del capítulo 7 para verificar el desempeño de la inteligencia implementada en la subestación 14. El entorno de laboratorio utiliza una arquitectura similar a la del sistema piloto implementado, y permite verificar la funcionalidad de la automatización desde la subestación (algoritmo FLISR) hasta los equipos inteligentes de seccionamiento, pasando a través del sistema de comunicaciones. Finalmente, el capítulo octavo contiene las conclusiones y recomendaciones del trabajo.



## Capítulo 2

---

# 2 PANORAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

---

### 2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una revisión global del sector eléctrico del Ecuador. Mediante el análisis de la evolución, la normativa regulatoria y legal vigente, el estado actual y la visión futura del sector se establecerán las prioridades que rigen los proyectos actuales, dentro de los cuales se identificará los objetivos y metas del área de distribución.

Mediante una retrospectiva histórica se resume los hitos más importantes de la evolución del sector eléctrico ecuatoriano, desde la instalación de la primera central hidráulica en Loja hasta la construcción de los proyectos más recientes para cubrir la demanda energética actual proyectada.

A continuación se presenta el marco jurídico actual que rige el sector eléctrico, haciendo énfasis en los principales contenidos de esta normativa jurídica. Luego, se analiza el estado actual de los principales ejes del sector y sus necesidades futuras. Se incluye una reseña de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR), desde el punto de vista institucional.

Finalmente, se analiza la visión futura del sector eléctrico desde la perspectiva de sus principales órganos rectores, entre lo que se destaca los planes para la expansión de la distribución con sus indicadores y metas.



## **2.2 ANÁLISIS SITUACIONAL DEL ENTORNO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

Para establecer el entorno actual del sector eléctrico partiremos de una retrospectiva histórica para luego analizar la normativa jurídica y regulatoria vigente, y finalmente determinar el estado y las necesidades actuales del sector.

### **2.2.1 Evolución del sector eléctrico en el Ecuador**

#### **Período 1897-1961:**

En el Ecuador, la generación de energía eléctrica se inicia en 1897 con la formación de la empresa “Luz y Fuerza” en la ciudad de Loja. Esta empresa instala la primera central hidráulica con dos turbinas de 12 kW cada una, montadas al pie de una de las caídas del río Malacatos. Posteriormente, en 1914 se instaló en Cuenca una planta de 37,5 kW que se amplió hasta 102 kW en 1922. En 1926 el gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Co. para el suministro de electricidad a Guayaquil, y similares proyectos entraron en operación en Quito, Riobamba y otras ciudades.

Alrededor de 1940 se adjudicó a las municipalidades la responsabilidad del servicio eléctrico. Bajo este esquema, y hasta 1961, se instalaron masivamente 28 centrales hidroeléctricas pequeñas, alcanzando una potencia total de aproximadamente 120 MW.

#### **Período 1961 – 1996:**

Hasta finales de la década de los 50s el servicio eléctrico en el Ecuador se encontraba diseminado entre muchas empresas pertenecientes a las municipalidades del país, con infraestructuras aisladas, limitadas y obsoletas que solo permitían servir al 17 % de la población.

En 1961, el presidente de la República dicta<sup>2</sup> la Ley Básica de Electrificación (LBE), que a su vez crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) con el propósito de desarrollar grandes proyectos hidroeléctricos

---

<sup>2</sup> Mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24 del 23 de mayo de 1961.



aprovechando la hidrología del país, ejecutar la integración eléctrica nacional mediante la construcción de un Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las necesidades de energía eléctrica del país. El sector eléctrico asume un rol protagónico en el desarrollo económico y social del país.

El 10 de septiembre de 1973 se publica la Ley Básica de Electrificación (LBE), en virtud de las modificaciones y reformas que se introdujeron a la LBE de 1961, mediante la cual el Estado transfiere el 47 % de los ingresos que percibe el Fisco<sup>3</sup> al “Fondo Nacional de Electrificación del INECEL”, recursos que estuvieron destinados a realizar los estudios de construcción de las obras del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de generación y transmisión de energía eléctrica y de los sistemas regionales.

Con la expedición de la LBE del año 1973 se reformó sustancialmente la estructura del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, modificando su naturaleza jurídica de una persona de derecho privado con finalidad social o pública, como se encontraba concebido en el año 1961, a una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa. Este hecho contribuyó para que el INECEL tenga mayores prerrogativas para desarrollar sus objetivos [1].

Durante 38 años de vida<sup>4</sup> el INECEL concentró los procesos de planificación, regulación, tarifación, construcción y operación del sector eléctrico. En este periodo desarrolló las grandes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y obras de distribución, especialmente durante los años setenta y parte de los ochenta, aprovechando la bonanza petrolera del país y el consecuente acceso al crédito internacional.

---

<sup>3</sup> Ingresos por concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos y por los derechos del transporte de crudo por los oleoductos.

<sup>4</sup> Desde 1961 hasta el 31 de marzo de 1999.



Modelo de monopolio verticalmente integrado

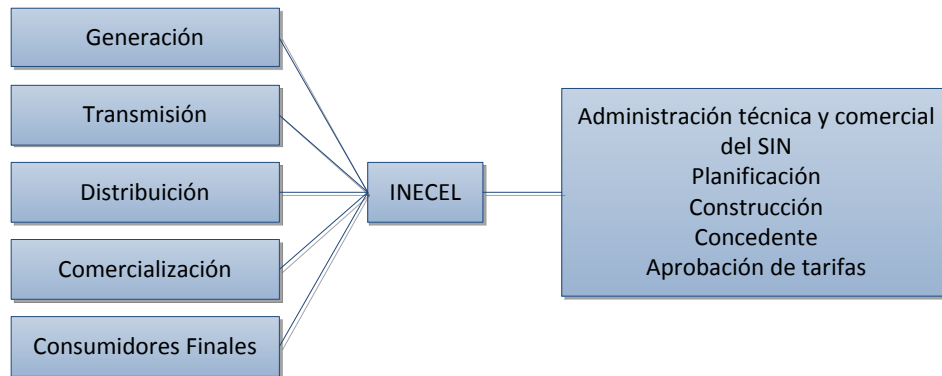


Figura 2.1. Estructura del sector eléctrico entre 1961 y 1996 [12].

### Período 1996 – 2007:

El 10 de octubre de 1996 se promulga la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual sustituye a la Ley Básica de Electrificación. Mediante esta Ley y sus reformas<sup>5</sup> se transforma el sector introduciendo aspectos importantes como la facultad del Estado para delegar al sector privado la provisión de los servicios de electricidad. En el contexto de esta Ley se crean varias instituciones y el sector eléctrico se estructura de la siguiente manera:

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), encargado de la regulación, control y fiscalización.
- La Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), responsable del manejo técnico - económico y de garantizar la operación, en ese entonces, del Mercado Mayorista para la compra – venta de energía en bloques.
- Las empresas eléctricas concesionarias de la generación.
- La empresa eléctrica concesionaria de la transmisión.
- Las empresas eléctricas concesionarias de la distribución y comercialización.

Además se crea el COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico de Ecuador) como un organismo temporal facultado por el CONAM (Consejo Nacional de Modernización) para llevar a cabo el proceso de

<sup>5</sup> Reformas del 2 de enero, 19 de febrero y 30 de septiembre de 1998, 13 de marzo, 18 de agosto de 2000 y septiembre de 2006.



incorporación de capital privado a las empresas eléctricas en las que participa el Estado, a través del Fondo de Solidaridad.

El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, encargándose al Ministerio de Energía y Minas<sup>6</sup> la ejecución de todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. Los activos del INECEL (de generación y transmisión) fueron transferidos en propiedad al Fondo de Solidaridad, quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas empresas de generación (6 en total) y una de transmisión (operativas desde abril de 1999) y la mayor parte de las empresas de distribución (20 en total) [2].

Ese mismo año, y bajo el nuevo esquema apoyado en el desarrollo privado, se estableció un modelo empresarial basado en la segmentación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución. Este modelo comercial marginalista sustituyó la planificación de la expansión por las señales de mercado. De acuerdo a los principios de economía de libre mercado aplicados en ese período, la inversión en nuevas centrales de generación estaría motivada por las atractivas rentabilidades de los precios de la energía eléctrica. Sin embargo, las inversiones nunca se dieron, debido en gran parte al desconocimiento de la evolución de los precios a futuro en el modelo de mercado y a la inexistencia de un mercado de capitales. El alto riesgo en la recuperación de las inversiones a largo plazo no pudo ser afrontado por los actores privados.

En términos de la importancia económica del sector de electricidad para el Ecuador, en el período 1993-2002, esta actividad representó en promedio alrededor del 1 % del PIB. En cuanto al crecimiento del sector para similar período, se observó un crecimiento promedio de cerca del 5 %, siendo el año 1999 el de mayor incremento (23 %) debido especialmente al inicio de la gestión de supervisión y control por parte del CONELEC a los agentes del sector, con lo que se buscó transparentar su accionar económico. Además, durante ese año se otorgaron una serie de concesiones a diferentes empresas en los tres componentes básicos: generación, transmisión y

---

<sup>6</sup> Mediante Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999.





distribución de energía eléctrica.

La oferta energética se concentró en cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1075 MW), Agoyán (156 MW) y Pisayambo - Pucará (74 MW) ubicadas en la vertiente amazónica; y la central Marcel Laniado (213 MW) en la provincia del Guayas. En conjunto, estas representan el 90 % de la capacidad generadora del país [2]. Para el año 2002, la energía disponible en el país era de 10.575.000 MWh sobre un área de concesión de 256 370 km<sup>2</sup> y contaba con 2 623 291 clientes.

La generación estaba a cargo de Hidropaute S.A., Electroguayas S.A, Hidroagoyán S.A., Hidropucará, S.A Termoesmeraldas S.A. y Termopichincha S.A. La transmisión estaba a cargo de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica - TRANSELECTRIC S.A. Las principales empresas distribuidoras eran EMELEC Inc. (24,9 %) y la Empresa Eléctrica Quito S.A. (23,1 %), las cuales en conjunto concentraban el 48 % del mercado de distribución de energía.

Los principales proyectos de inversión durante esta época fueron Mazar, adjudicado a Hidropaute S.A. y la Central de San Francisco, concesionado a Hidropastaza S.A.

#### **Período 2007 – Actualidad:**

La fase actual de desarrollo del sector energético del Ecuador tiene como referencia el año 2007 con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)<sup>7</sup> luego de la escisión del Ministerio de Energía y Minas en el Ministerio de Minas y Petróleos y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. El primer objetivo del MEER fue asumir la rectoría de la política pública del sector, enfatizando la planificación en el corto, mediano y largo plazo.

El CONELEC continuó a cargo de la regulación y control y la Corporación CENACE del manejo técnico y de garantizar la operación del sector. Un cambio significativo fue la creación de CELEC EP, la empresa pública

---

<sup>7</sup> Constituido mediante decreto No. 475 del 9 de julio del 2007.



responsable de la provisión del servicio eléctrico, es decir, de la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica, que tiene como objetivo convertirse en la única empresa del sector.

El parque hidrotérmico disponible en la actualidad en el Ecuador consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1 – 1100 MW), y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general. Además de cuatro centrales de generación renovable no convencional (Ecoelectric, San Carlos, Ecudos y Villonaco). Los proyectos más recientes (Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsintanisagua, Manduriacu, Mazar Dudas, Toachi Pilatón, Quijos y Sopladora) se encuentran actualmente en construcción y su ingreso aportará efectivamente para cubrir la demanda eléctrica proyectada con adecuados niveles de reserva.

Respecto de la energía atómica, la Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares tiene sus orígenes en la ex Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica (CEEA) creada en 1958 como un organismo dependiente de la Presidencia de la República. En 1964 se traspa la adscripción a la Escuela Politécnica Nacional, y en 1969 se la transforma a una institución de derecho público adscrita al Ministerio de Salud Pública. En 1974 se expide la Ley de la Comisión de Energía Atómica que pasa nuevamente a depender, como entidad adscrita, a la Presidencia de la República, y en 1979 se expide la ley de la Comisión de Energía Atómica que se mantiene vigente hasta la fecha [3].

Por otro lado, en el 2012 inició el funcionamiento del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) encargado de la generación de conocimiento técnico aplicado en materia de definición de políticas públicas, planificación estratégica, control, seguimiento y evaluación del sector, de la promoción de la transferencia tecnológica e innovación y del



fomento del talento humano especializado en electricidad y energías renovables [4].

Además, la expansión de toda la cadena de suministro de energía está impulsada por el incremento de la cobertura del servicio a nivel de usuario final y la progresiva necesidad de contar con un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética. Esta expansión estará respaldada por los avances tecnológicos en las áreas de generación renovable a pequeña escala, medición y telecomunicaciones, que facilitan la automatización de las redes eléctricas de distribución y la *Smart Grids*, por el incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión y por el desarrollo sostenible de los proyectos de generación.

### **2.2.2 Marco jurídico vigente**

El marco jurídico del sector eléctrico ecuatoriano se rige actualmente por las siguientes instancias:

- Constitución de la República del año 2008
- Mandato Constituyente 15
- Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)
- Reglamento a la LRSE
- Regulaciones (expedidas por el CONELEC)
- Ley Orgánica de Defensa del Consumidor
- Ley Orgánica de Empresas Públicas
- Ordenanzas Municipales
- Decretos Ejecutivos

Con la publicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el año 1996 y la Constitución Política del año 1998, se dio paso a la creación de empresas eléctricas bajo el amparo del derecho privado. Este esquema fue cambiando con el pasar de los años y con los cambios de gobierno, por lo que muchos cuerpos normativos fueron modificados para incluir dentro de su ámbito de aplicación a las compañías mercantiles que tenían más del 50 % de capital accionario de propiedad del Estado Ecuatoriano [1]. En este sentido se reformaron leyes como: Ley Orgánica de la Procuraduría General



del Estado, Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado y la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa. En el año 2008, la Asamblea expidió varios Mandatos Constituyentes<sup>8</sup> que eran obligatorios y vinculantes para estas empresas, a más de expedir la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, que regula los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría, de las entidades del Sector Público y de las mencionadas compañías.

La nueva Constitución de la República del Ecuador<sup>9</sup> de 2008 y el Mandato Constituyente No. 15, contienen disposiciones especiales para la prestación de los servicios públicos y específicamente para la energía eléctrica. En el texto constitucional se establece que la energía eléctrica en todas sus formas, se considera como un sector estratégico; que el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos, entre ellos, los de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley, garantizando que estos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

En los siguientes párrafos se presenta un extracto de los principales contenidos de la normativa jurídica actual del sector eléctrico.

#### **2.2.4.1 Ley de Régimen del Sector Eléctrico año 1996<sup>10</sup> [9]**

Establece, entre otros aspectos:

Que el suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país.

---

<sup>8</sup> Mandatos Constituyentes números 2, 8, 9 y 15.

<sup>9</sup> Publicada en el Registro Oficial No. 449 del 20 de Octubre de 2008.

<sup>10</sup> Publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 del 10 de octubre de 1996.



Que es facultad del Estado delegar al sector privado, por intermedio del CONELEC, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía.

Que es necesario adaptar la Ley a las disposiciones constitucionales vigentes, incluyendo aquellas relativas a la promoción de la competencia, así como a reflejar la práctica internacional y la realidad económica del país, promoviendo el desarrollo e inversión privada en el sector eléctrico.

Que el Estado queda facultado, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, para garantizar el pago al generador que suscriba contratos de compra-venta de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.

#### **2.2.4.2 Constitución Política del Ecuador año 2008 [5]**

La nueva constitución en el capítulo quinto hace referencia a “*Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas*”, en donde entre sus principales artículos señala que:

**Art. 313.-** El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

**Art. 314.-** El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica,



telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley.

**Art. 315.-** El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

#### **2.2.4.3 Mandato No. 15 aprobado por la Asamblea Nacional Constituyente 2008 [6]**

Entre sus principales artículos dice que:

**Art. 1.-** El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en un plazo de 30 días, aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

**Art. 2.-** El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución y transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC.

**Art. 5.-** El Ministerio de Finanzas asumirá el pago de todos los saldos de las deudas a cargo de las empresas de distribución, transmisión y generación del Estado como resultante del proceso de liquidación del INECEL.

**Art. 6.-** Las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja, todas las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión, y combustible destinado para generación, que existen entre esas empresas, así como los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido en virtud de la aplicación de la Ley reformativa a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 25 de septiembre de 2006, exclusivamente. Los valores correspondientes al déficit tarifario posteriores al determinado con la Ley Reformativa a la Ley de Régimen del Sector



Eléctrico, publicada en el Registro Oficial N°. 364 de 26 de septiembre de 2006, al reconocimiento de la tarifa de la dignidad y las asignaciones relacionadas con el FERUM, deberán continuar entregándose por el Ministerio de Finanzas, de conformidad con los mecanismos existentes.

Para viabilizar la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 el CONELEC expidió dos regulaciones, la 006/08 y la 013/08.

### **2.2.3 Marco Regulatorio: Calidad del servicio eléctrico de distribución**

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que ejerce como órgano de regulación y control del sector eléctrico, es el responsable de asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos y garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable. Para ello, en su Regulación No. CONELEC – 004/01, establece los niveles de calidad del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser tomados en cuenta por parte de las empresas distribuidoras, de acuerdo a lo siguiente:

- Calidad del producto: nivel de voltaje, perturbaciones de voltaje, factor de Potencia.
- Calidad del servicio técnico: frecuencia de interrupciones, duración de interrupciones.
- Calidad del servicio comercial: atención de solicitudes, atención de reclamos, errores en medición y facturación.

Como se verá en la sección 2.4, la calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de interrupciones) es el indicador más importante para evaluar el avance del Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución<sup>11</sup> (PMD) y también del objetivo institucional 4 del MEER<sup>12</sup>. La calidad del servicio técnico se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración total de las interrupciones. Las interrupciones son almacenadas en un registro histórico por al menos los tres últimos años y pueden ser clasificadas de acuerdo a

---

<sup>11</sup> Que forma parte del Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 del CONELEC.

<sup>12</sup> Según el Plan Estratégico Institucional 2014 - 2017 del MEER.



los siguientes parámetros:

- Por su duración: menor o mayor a tres minutos
- Por su origen: internas o externas al sistema de distribución
- Por su causa: programadas o no programadas
- Por el voltaje nominal: bajo, medio o alto voltaje

Para el cálculo de los índices de calidad se consideran las interrupciones del sistema con duración mayor a tres minutos, incluyendo las de origen externo debidas a fallas en transmisión. Durante la Subetapa 1<sup>13</sup>, los índices de calidad se calculan para toda la red de distribución ( $R_d$ ) y para cada alimentador primario de medio voltaje ( $A_j$ ), de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK): La cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad (2.1)$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}} \quad (2.2)$$

- Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK): El tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}} \quad (2.3)$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{A_j} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{instAj}} \quad (2.4)$$

<sup>13</sup> Para la Etapa Final se definen dos Subetapas: Subetapa 1 de 24 meses de duración, y Subetapa 2 que tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida [11].





Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i$  : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$  : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A<sub>j</sub>" en el período en análisis.

kVAfs<sub>i</sub>: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs<sub>i</sub> : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R<sub>d</sub> : Red de distribución global

A<sub>j</sub> : Alimentador primario de medio voltaje "j"

Los valores límites admisibles para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1, son los siguientes:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4,0	8,0
Alimentador Urbano	5,0	10,0
Alimentador Rural	6,0	18,0

Tabla 2.1. Límites para los índices de calidad del servicio técnico. Fuente: Regulación CONELEC -004/01.



## **2.2.4 Estado actual del sector eléctrico ecuatoriano**

Para comprender el nuevo escenario de reestructuración del sector eléctrico, es fundamental conocer su estado actual, lo que ayudará a identificar las áreas que requieren ser reforzadas y los indicadores que reflejarán su avance. A continuación se realizará un análisis del estado de los principales ejes del sector.

### **2.2.4.1 Reservas de Potencia**

Para el año 2012 los niveles de reserva de potencia eran inferiores al 10 % en demanda máxima para todos los días, y aunque los niveles son elevados en las horas de demanda media y mínima, puede existir un riesgo en el abastecimiento de la demanda [6]. Según un estudio del CENACE, la reserva primaria, en el caso de perder la interconexión con Colombia, debe ser igual o mayor al 5 %, lo cual no ocurre. Por lo tanto, es recomendable la incorporación de unidades destinadas a aumentar la reserva primaria. Por su velocidad de respuesta y características dinámicas, es recomendable que estas unidades sean térmicas.

### **2.2.4.2 Importación energética**

A partir del 2003 y hasta el 2006 aumentó considerablemente la importación de energía, desde Colombia y Perú, debido a la falta de generación hidráulica por disminución de la hidrología en las principales centrales de generación. En el 2007 comenzó la producción de la empresa generadora Hidropastaza, lo que ayudó a disminuir la importación desde Colombia. Sin embargo, en el periodo 2009-2011 se tuvo que importar energía debido al estiaje en las cuencas de las principales centrales hidroeléctricas del país.

### **2.2.4.3 Recursos Hidroenergéticos**

El Ecuador está dividido en dos vertientes hidrográficas: la del Océano Pacífico y la del Amazonas o del Atlántico. Debido al relieve del Ecuador, su posición geográfica sobre la línea ecuatorial y por la presencia de sistemas atmosféricos, es muy marcada la sincronización que existe entre el inicio de la temporada de lluvias en la vertiente Amazónica y la finalización de la temporada de lluvias de la Vertiente del Pacífico. Sin embargo, existe un



periodo entre octubre y diciembre en el cual la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que se revierte en los bajos caudales de todos los ríos del país, de ahí la necesidad de tener disponible generación termoeléctrica.

En el país existen cuatro centrales con embalses que son considerados como de regulación. El embalse de Mazar, con una regulación mensual de caudales, que permite la operación de la central del mismo nombre y la regulación del caudal de ingreso hacia el embalse Amaluza de la Central Molino. Otro embalse con regulación semanal es el de Daule Peripa de la central hidroeléctrica Marcel Laniado, y aunque el propósito principal de su presa es el manejo y control del riego e inundaciones en la cuenca alta del río Guayas, su operación permite un manejo semanal de los caudales utilizados en la generación de la central. Adicionalmente, la central hidroeléctrica Pucará tiene el embalse Pisayambo.

Estos embalses, al encontrarse cada uno en una vertiente hidrográfica diferente, poseen una cuasi-complementariedad hidrológica, permitiendo mantener las reservas energéticas apropiadas durante condiciones no extremas de estiaje mediante una adecuada política operativa de embalses.

La mayoría de proyectos en marcha pertenecen a la vertiente del Amazonas, siendo necesario a futuro prever la construcción y operación de centrales en la vertiente del Pacífico con la finalidad de mejorar la característica de complementariedad hidrológica entre los proyectos hidroeléctricos del Ecuador.

#### **2.2.4.4 Recursos Renovables No Convencionales<sup>14</sup>**

La composición energética renovable en el Ecuador está dividida en: hidráulica 46%, biomasa 1,97%, eólica 0,03% y solar fotovoltaica 0,002%. Aún no se han desarrollado los demás tipos de energías renovables no convencionales, pero existen estudios y proyectos en energía solar, geotérmica, biomasa y eólica.

---

<sup>14</sup> Métodos de producir energía poco comunes y de uso limitado, con desarrollo tecnológico en proceso, principalmente a sus altos costos de inversión.



### 2.2.4.5 Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica

Se han identificado restricciones operativas que repercuten en la seguridad, calidad y confiabilidad del servicio, así como obras necesarias que deben ejecutarse para atender el crecimiento de la demanda. Esto implica el reforzamiento de la infraestructura de transmisión y distribución.

La capacidad máxima instalada en los transformadores de las subestaciones del SNT es del orden de los 8521 MVA, de los cuales 917 MVA corresponden a la capacidad de reserva de los transformadores monofásicos en varias subestaciones.

### 2.2.4.6 Pérdidas de Energía

Las empresas distribuidoras han diseñado programas de inversión relacionados con la Reducción de Pérdidas de Energía (PLANREP), mejora de la calidad de servicio, Plan de Mejoramiento de la Distribución (PMD) y aumento de cobertura, los cuales son actualmente planificados y financiados desde el Presupuesto General del Estado y administrados por el MEER.

### 2.2.4.7 Cobertura Eléctrica

La cobertura se define como el número de clientes residenciales reportados por la distribuidora respecto del número de viviendas calculado. Tomando como referencia las inversiones realizadas en los últimos años y el crecimiento demográfico, se evidencia una evolución positiva de la cobertura a nivel nacional, alcanzado en el 2010 el 93,19 %, de acuerdo a los datos del último censo de población y vivienda desarrollado por el INEC en el 2010 y un estimado al 2013 de 95,77 %.

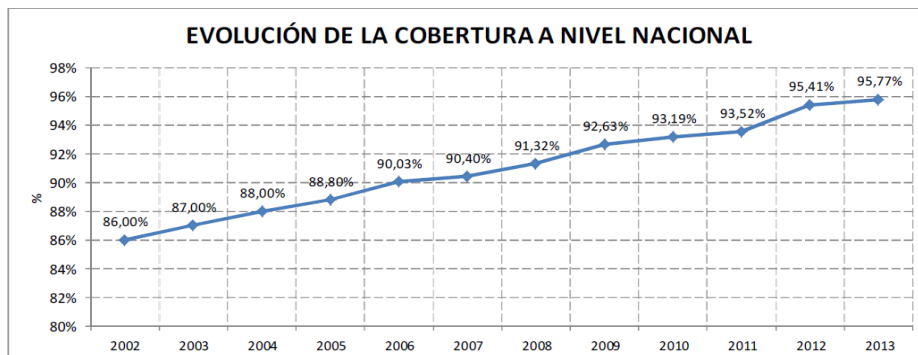


Figura 2.2. Porcentaje de cobertura del sector eléctrico [8].



#### **2.2.4.8 Eficiencia Energética**

La utilización de equipos y electrodomésticos de baja eficiencia energética y los malos hábitos de consumo de la población ocasionan el consumo innecesario de electricidad, haciendo necesario una mayor inversión en la expansión y mayores impactos ambientales.

Las medidas de eficiencia energética contemplan varias alternativas, entre ellas la introducción de nuevas tecnologías, la reducción de pérdidas técnicas, entre otras. Sin embargo, las acciones deben orientarse especialmente a los sectores con mayor consumo de electricidad a fin de controlar el incremento de la demanda. Para el año 2012 la composición del consumo total de energía por sectores a nivel nacional es: residencial 36,79 %, industrial 31,86 %, comercial 21,85 %, asistencia social 2,44 %, y otros 7,07 %. Por lo tanto las medidas de eficiencia energética deben enfocarse principalmente a la reducción de consumo de los sectores residencial, industrial y comercial.

#### **2.2.4.9 Generación Instalada**

La capacidad efectiva instalada del parque de generación es de 5119,42 MW en mayo de 2014.

### **2.3 DESCRIPCIÓN INSTITUCIONAL DE LA CENTROSUR**

El presente trabajo de tesis se desarrolla en el marco del sistema eléctrico gestionado por la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A (CENTROSUR), por lo que en esta sección se destaca los aspectos más relevantes de la vida institucional y competencias de esta distribuidora de energía eléctrica.

#### **2.3.1 Breve descripción histórica**

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR es una compañía dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, que opera en la parte sur del Ecuador. Fue fundada el 11 de septiembre de 1950 con la denominación de “Empresa Eléctrica Miraflores S. A”, con participación accionaria del Municipio de Cuenca y la Corporación de Fomento.



A partir del año 1951 empieza el crecimiento de la infraestructura de esta institución mediante la compra de equipos para la Central Chiquintad y la construcción de otras centrales y redes eléctricas. El 31 de enero de 1961, el Centro de Reconversión Económica de Azuay, Cañar y Morona Santiago (CREA) se sumó a los accionistas de la Empresa Eléctrica Miraflores y para septiembre de 1963 ingresó el INECEL como nuevo accionista, cambiando la denominación de Empresa Eléctrica Miraflores S.A. por Empresa Eléctrica Cuenca S.A. y reformando el estatuto, en los que la empresa asume un ámbito regional en la prestación del servicio.

A partir de esa fecha, e impulsada por la inercia general del sector eléctrico, la institución realiza importantes avances en infraestructura, como la adquisición de los tres primeros grupos Diesel NIGATA/TOSHIBA de la Central de Monay, la construcción de nuevas subestaciones, la construcción de la Presa de El Labrado y de la Central de Saucay I, de 8000 kW.

En el año 1979, se cambió la denominación a “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” y se estableció un área de servicio que cubre la mayoría de la superficie de las provincias del Azuay y Cañar. Ese año el INECEL pasó a ser el accionista mayoritario. En esa época se comenzó a impulsar la integración eléctrica regional y nacional. A partir de 1987 el INECEL entrega a la empresa la administración del sistema eléctrico de la provincia de Morona Santiago.

Durante esa primera etapa de su vida institucional, la Empresa tuvo bajo su responsabilidad las actividades de Generación y Distribución y se desarrolló acatando las disposiciones de la Ley Básica de Electrificación. En el año 1996 entra en vigencia el nuevo marco jurídico del sector, al ser aprobada la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que entre otras cosas dispone la segmentación de las empresas del sector en Generación, Transmisión y Distribución – Comercialización. En el año 1999 se realizó la escisión de la compañía, naciendo la Empresa Electro Generadora del Austro S.A., mientras que la CENTROSUR cambió su objeto social a la Distribución y Comercialización.



En julio de 1999 se suscribió entre el CONELEC y la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. el Contrato de Concesión, mediante el cual se delegó, autorizó y otorgó la concesión específica para que la CENTROSUR ejecute el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro de su área de concesión geográfica que incluye las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, por un período de treinta años.

## 2.4 HORIZONTE DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La perspectiva futura del sector eléctrico en el Ecuador debe ser guiada a través de una planificación basada en el estado actual y las necesidades futuras del país, según se explicó en la sección 2.2. Esta planificación está plasmada en buena medida en el Plan Estratégico 2014 – 2017 del MEER y el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 del CONELEC, tomando como punto de partida el año 2014.

Las directrices de estos dos planes están orientadas a coordinar y fortalecer los esfuerzos de todos los actores del sector. Los objetivos y metas derivadas de esta planificación permiten elaborar los programas y proyectos prioritarios, y sus presupuestos anuales y plurianuales.

El Plan Estratégico del MEER, para el período 2014-2017, está enfocado principalmente en la gestión e impulso de proyectos de generación, energías renovables, eficiencia energética, reducción de pérdidas por transformación de energía, mejoras en la calidad del servicio en los sistemas eléctricos de distribución, sistemas de transmisión y control en el uso de radiaciones ionizantes. Este plan está desagregado en un conjunto de objetivos, con sus respectivos indicadores, línea base y metas, según se muestra en la tabla 2.2 [8]:

Nro. Objetivo	OBJETIVO ESTRATÉGICO	INDICADOR	LÍNEA BASE	META	UNIDAD DE MEDIDA
1	Incrementar la oferta de generación y transmisión	Capacidad Instalada por proyectos de generación anuales que incorporaron sus MW al SNI	5518,75 MW	Alcanzar una capacidad instalada para generación eléctrica de 8741,5 MW	MW



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	eléctrica	Porcentaje de participación de energía renovable en la generación total (potencia)	43,10 %	Alcanzar el 60 % de Participación de energía hidroeléctrica en la generación total (potencia)	(%)
2	Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica	Energía no consumida acumulada por implementación de medidas de ahorro energético (GWh/año)	667 GWh/año	Alcanzar un ahorro de 1448 GWh/año	GWh/año
3	Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica	FMIK - Frecuencia de interrupción a nivel de cabecera de los alimentadores primarios de distribución	18	Alcanzar un FMIK de 7,82	Número de veces
		TTIK - Tiempo de interrupción a nivel de cabecera de alimentador primario de distribución	19,25	Alcanzar un TTIK de 8	Horas
4	Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país	Cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional	95,41 %	Alcanzar el 96,88% en la cobertura del servicio de energía eléctrica nacional	(%)
5	Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución	Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución	36 %	Alcanzar el 100% de automatización del Sistema de Distribución	(%)
6	Reducir los impactos socioambientales del Sistema Eléctrico	Porcentaje de cumplimiento del Plan Anual de Manejo Ambiental	69,96 %	Cumplir con el 100% del Plan Anual de Manejo Ambiental	(%)

Tabla 2.2. Objetivos, indicadores y metas Plan Estratégico MEER 2014 – 2017 [8]

Los objetivos estratégicos guían las inversiones a realizar durante los siguientes años. La tabla 2.3 ilustra las inversiones a realizar durante el periodo 2014 – 2017, para cada uno de los objetivos:

Objetivo Estratégico	2014 [USD]	2015 [USD]	2016 [USD]	2017 [USD]	Total Plurianual [USD]
Incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica	1 543 296 746,68	1 259 517 482,71	507 876 309,08	16 000 826,45	3 326 691 364,92
Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía	25 169.700,33	209 501 841,49	448 193.271,20	634 877 755,06	1 317 742 568,08





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

eléctrica					
Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución.	381 190.680,51	352 779 240,57	350 664 053,20	249 283 990,00	1 333 917 964,28
Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país	34 501 125,00	32 812 697,00	32 591 752,00	58 608 673,00	158 514 247,00
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN PLURIANUAL	1.984.158.252,52	1.854.611.261,77	1.339.325.385,48	958.771.244,51	6.136.866.144,28

Tabla 2.3. Matriz de programación plurianual de inversiones 2014 – 2017 [8].

Los objetivos 3 y 4 apuntalan el reforzamiento de los sistemas de distribución, definiendo como aspectos prioritarios la mejora de la Calidad del Servicio de energía eléctrica y la mejora de la eficiencia de las empresas de distribución. El MEER ha establecido que los indicadores para evaluar el cumplimiento de estos objetivos son la Frecuencia de interrupción a nivel de cabecera de los alimentadores primarios de distribución (FMIK), el Tiempo de interrupción a nivel de cabecera de alimentador primario de distribución (TTIK), y el Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución.

Para el objetivo 3 (**Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución**), cuyo indicador es el Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución, se parte de una línea base de 36 % a nivel nacional. La meta hasta el 2017 es alcanzar el 100 %. Para el objetivo 4 (**Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica**), cuyos indicadores son el FMIK y el TTIK, la línea base es de 18 veces y 19,25 horas respectivamente, a nivel nacional. La meta hasta el 2017 es lograr valores de 7,82 para FMIK, y 8 horas para TTIK.

Por otro lado, el Plan Maestro de Electrificación (PME) elaborado por el CONELEC promueve el uso de recursos energéticos renovables en el corto, mediano y largo plazos, con niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad, observando criterios técnicos, económicos, financieros, administrativos, sociales y ambientales. Los planes de las empresas



eléctricas de distribución están detallados en el Capítulo 4 del Volúmen III del PME 2013 – 2022, y están enfocados principalmente en la expansión de la distribución.

Las empresas de distribución, como responsables de la expansión de los sistemas de distribución<sup>15</sup>, deben planificar la ampliación y mejoramiento de todos los componentes de la cadena de distribución de energía. Los planes de expansión permitirán a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, para lo cual se deben considerar los siguientes aspectos:

- Aumento de la cobertura eléctrica
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica
- Reducción de pérdidas de energía
- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

A partir del 2008<sup>16</sup> las obras relacionadas a la expansión de la distribución de energía se realizan con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado (PGE).

En mayo de 2009 el MEER y las empresas eléctricas suscribieron el “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, en el que se comprometieron a mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución. Como resultado de este convenio se creó el proyecto SIGDE, el cual se complementa con los todos los planes y además se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas distribuidoras, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas con las cuales la distribución evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia, aprovechando las mejores prácticas a nivel nacional e internacional.

---

<sup>15</sup> Regulación No. CONELEC 013/0815 “Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15”: La planificación de la expansión de los sistemas de distribución será realizada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de diez (10) años.

<sup>16</sup> Con la expedición de los Mandatos Constituyentes No. 9 y No. 15.



Figura 2.3. SIGDE y los planes de inversión en el sector de la distribución.

El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD), constante en el PME 2013 – 2022, tiene como objetivo ampliar las redes de distribución con un enfoque en el mejoramiento de los índices de calidad del servicio eléctrico, y que en gran medida contribuyen al aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía. De los indicadores para medir la calidad del servicio<sup>17</sup> se consideraron tres para establecer las metas dentro del PMD: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMik) y tiempo medio por kVA instalado (TTIk).

Los indicadores se han establecido tomando en cuenta que en la actualidad las empresas de distribución se encuentran incorporando herramientas, equipos, sistemas y demás infraestructura que en el corto plazo permitirá evaluar la calidad en el suministro y contemplar todos los aspectos contenidos en la normativa vigente.

Con las consideraciones antes indicadas, las metas establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la tabla 2.4. En las figuras 2.4 y 2.5 se presentan los índices a nivel de cada empresa.

Indicador	Meta Nacional
FMik (veces)	10,16
TTIk (horas)	11,81
PEF (%)	1

Tabla 2.4. Metas de Calidad de Servicio para el año 2013.

<sup>17</sup> Según la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución



UNIVERSIDAD DE CUENCA

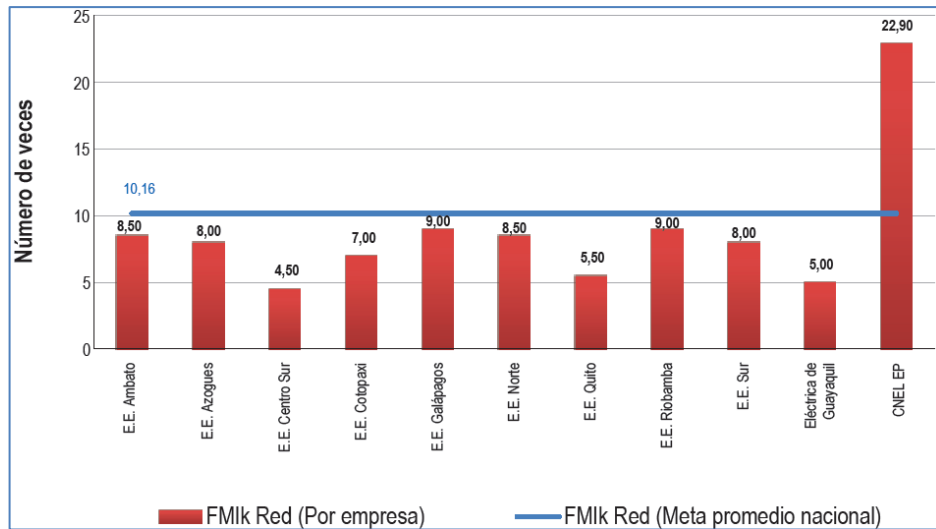


Figura 2.4. Metas para la frecuencia media de interrupción (FMIk) por distribuidora [8].

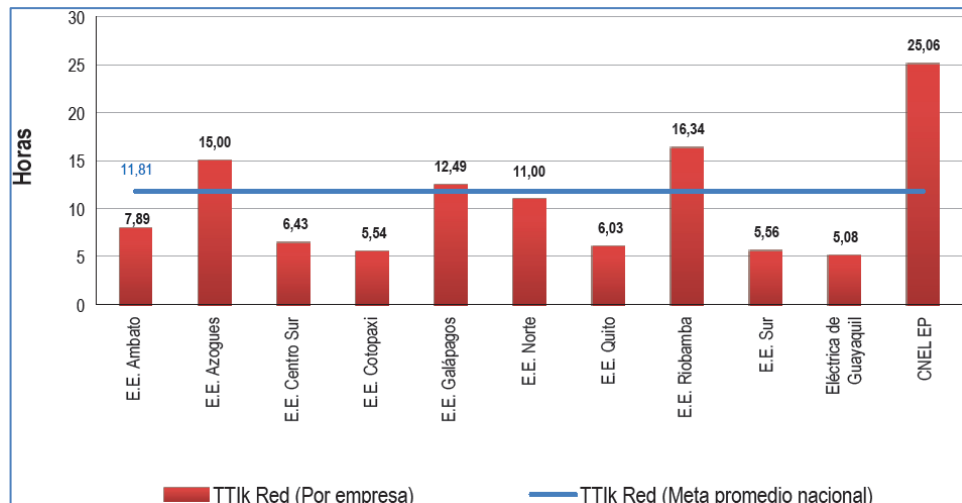


Figura 2.5. Metas para el tiempo medio de interrupción (TTIk) por distribuidora [8].

Las metas para la calidad del servicio en los años subsiguientes se establecerán en función de los avances que se obtenga con la implementación del proyecto SIGDE. Como se indicó anteriormente, este proyecto se enfoca en dotar de herramientas y procedimientos para mejorar el sistema de distribución en su conjunto; consecuentemente será posible establecer metas de mayor alcance y precisión.

Los otros planes previstos en la Expansión de la Distribución son [6] el Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP) y el Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal (FERUM). Además se han incorporado dos



proyectos: Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan Nacional de Soterramiento de Redes.

El financiamiento requerido para la ejecución de los planes de expansión de las distribuidoras, considera principalmente recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15 y la regulación vigente. Los recursos programados por las distribuidoras para el período 2013 - 2022, ascienden a un total de aproximadamente USD 3.378 millones, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, y PLANREP; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes.

## 2.5 CONCLUSIONES

Los últimos seis años, el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano se ha concentrado en el eje de generación, con la expansión de su infraestructura, principalmente mediante la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que ayudará a cubrir la demanda eléctrica proyectada con adecuados niveles de reserva.

Según se mostró en la tabla 2.3, al menos hasta el año 2016 se realizará una fuerte inversión para incrementar la oferta de generación eléctrica. Así mismo, las energías renovables y la eficiencia energética tendrán un impulso considerable en los siguientes años.

La distribución mantiene un ritmo continuo de crecimiento, con inversiones casi fijas<sup>18</sup> principalmente para la mejora de la eficiencia de las empresas de distribución y el incremento del área de cobertura. Dentro de estos objetivos, uno de los aspectos prioritarios es la mejora de la Calidad del Servicio de energía eléctrica. Los indicadores definidos para evaluar el cumplimiento de estos objetivos son el porcentaje de automatización del sistema de distribución, el FMIK y el TTIK.

El presente trabajo de tesis pretende la implantación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores, el cual se enmarca dentro del

---

<sup>18</sup> Alrededor de 350 millones de dólares por año.



enfoque actual del sector eléctrico que persigue la dotación de herramientas físicas y tecnológicas con las cuales la distribución evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia. Evidentemente se espera un impacto directo sobre los indicadores mencionados.

## 2.6 REFERENCIAS

- [1] Escobar Muñoz, Eduardo; “EVOLUCIÓN NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO”; Revista Interconexiones, Edición 71 – ECUACIER; Agosto 2009.
- [2] Neira, Eric; Ramos, Edgar; “Diagnóstico del Sector Eléctrico Ecuatoriano”; Apuntes de Economía N°31; Dirección General de Estudios del Banco Central del Ecuador; Julio 2003.
- [3] LEXECON S.A; “Diagnóstico Legal y Situacional de la Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares - SCAN”; Producto 1, Versión 1.1; Marzo de 2013.
- [4] Ecuador; Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; “Proyecto Implementación del nuevo modelo de gestión del sector eléctrico y energía renovable”; MEER; 2011.
- [5] Ecuador; “Constitución Política del Ecuador año 2008”; Quito, 2008.
- [6] Ecuador, Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC); “Plan Maestro de Electrificación 2013-2022”; CONELEC; Quito, 2013.
- [7] CENTROSUR (s.f.). Historia; En Portal web oficial de CENTROSUR. Consultado el 01 de septiembre de 2014; Disponible en <http://www.centrosur.com.ec/?q=node/10>
- [8] Ecuador, Ministerio de Electricidad y Energía Renovables; “Plan Estratégico Institucional del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para el período 2014-2017”; MEER; Quito, 2014.
- [9] Ecuador; “Ley de Régimen del Sector Eléctrico”; Suplemento – Registro Oficial No. 43; Quito, 1996.



- [10] Ecuador, Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC); “Regulación No. CONELEC – 004/01”; CONELEC; Quito, 2001.
- [11] Ecuador, Presidencia de la República; “Reglamento Sustitutivo del Reglamento de suministro del Servicio de Electricidad”; Decreto Ejecutivo No. 796 de 10 de noviembre de 2005; Quito, 2005.
- [12] Díaz Castro, R.; “Estudio sobre la factibilidad de la implementación de un modelo de comprador único o monopsonio en el Mercado Eléctrico Mayorista de Ecuador”; Escuela Politécnica Nacional; Quito, Abril 2009.



## Capítulo 3

---

# 3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

---

### 3.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución actuales dependen de los dispositivos inteligentes de campo y de los sistemas de control para mantener una máxima eficiencia, confiabilidad y desempeño, a la vez que mejoran la seguridad y la protección de los activos de distribución. Esta infraestructura deberá desempeñarse apropiadamente dentro de un ambiente de operación dinámico debido a la alta penetración que tendrán las fuentes de generación distribuidas<sup>19</sup> (incluyendo energías renovables con salidas altamente variables) y los nuevos tipos de carga tales como los vehículos eléctricos. Este ambiente de operación dinámico es particularmente exigente para las instalaciones existentes de protecciones, automatización y control, las cuales deberán adaptarse al ambiente operativo cambiante.

Los administradores de los sistemas de distribución deben ser capaces de manejar la cantidad creciente de información de la red de distribución. Para ello, los centros de control están en una etapa de transición, pasando de una operación mayoritariamente manual de los dispositivos hacia la operación remota de los equipos, con sistemas electrónicos asistidos por computadora para el soporte en la toma de decisiones, los cuales, en algunos casos, pueden ejecutar acciones de control completamente automáticas sin intervención manual.

El estado del arte de la automatización de la distribución, con un enfoque en los sistemas de automatización de alimentador, es expuesto en este

---

<sup>19</sup> *Distributed Energy Resource - DER*





capítulo. Los contenidos son el resultado de una exhaustiva investigación bibliográfica que expondrán los conceptos básicos de los componentes y sistemas usados en la automatización de las redes de distribución.

Los primeros conceptos del capítulo abordan la jerarquía de control, basada en la estructura del sistema eléctrico de potencia, y los principales beneficios de la automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*) para cada una de las capas de control. Luego, el concepto de automatización de la distribución es profundizado desde la perspectiva de varios autores, incluyendo sus dos principales componentes: sistema de gestión de la distribución y sistema de automatización de la distribución. En este punto se introducen los conceptos más específicos de automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*). Se explican las estrategias de automatización de los equipos de seccionamiento del sistema de distribución, así como los conceptos de nivel de intensidad de automatización.

La parte final del capítulo destaca el equipamiento primario aplicado en la automatización de alimentador. Se describen los principales equipos de seccionamiento para redes de distribución, y se definen los diferentes grados de preparación para la automatización de estos equipos. Luego, se establecen los bloques constructivos indispensables que debe tener un equipo de maniobra inteligente. Finalmente, se analizan en detalle las características de los dispositivos inteligentes de alimentador más utilizados en la automatización.

### **3.2. BENEFICIOS DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

Los esfuerzos de las empresas de energía eléctrica se han enfocado en la transformación a compañías eficientes que suministran electricidad con niveles de calidad aceptables. Esta nueva visión de negocio está causando que toda la cadena de valor de la energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización) revise sus prácticas de diseño, construcción y operación de la red eléctrica. Particularmente, los administradores de las redes de distribución están siendo impulsados, ya sea por normas



regulatorias o directamente por los niveles de satisfacción de sus clientes, a mejorar la confiabilidad de sus redes.

La implementación de la automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*) impacta positivamente en las empresas distribuidoras, brindándoles beneficios como la mejora en la confiabilidad de su sistema eléctrico, mayor eficiencia en sus procesos operativos, o extensión de la vida útil de los activos de distribución.

Según la definición de la jerarquía de control, que se verá en la sección 3.3, la automatización inicia por la parte alta de esta, donde la relación costo-beneficio es más rentable. La implementación de los sistemas de automatización en la parte baja de la jerarquía es más difícil de justificar, y está dedicada a áreas específicas en donde se busca que la mejora de su desempeño produzca beneficios medibles. Las principales áreas de beneficio y su impacto en cada capa de la jerarquía de control se resumen en la tabla 3.1.

Capa Jerarquía de Control	Reducción O&M	Aplazamiento de proyectos de incremento de Capacidad	Mejora en la Confiabilidad	Nuevos servicios al consumidor	Calidad de energía	Mejor información para planificación e ingeniería
Empresarial	✓			✓		✓
Red	✓	✓	✓		✓	✓
Subestación	✓	✓	✓		✓	✓
Distribución	✓	✓	✓		✓	✓
Cliente	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 3.1. Beneficios de la automatización, clasificados por jerarquía de control [18].

**Reducción de los costos de operación y mantenimiento (O&M):** La rápida localización de las fallas reduce los tiempos de traslado de las cuadrillas de mantenimiento ya que son despachados directamente al área de la falla.

**Aplazamiento de proyectos de incremento de capacidad:** Mayor información operativa permitirá que las redes existentes puedan operar con



márgenes reducidos de potencia. La automatización de puntos de transferencia entre subestaciones puede evitar, en muchos casos, la necesidad de incrementar la capacidad de los transformadores de las subestaciones. Las transferencias de carga por períodos cortos operadas remotamente pueden mantener el suministro de energía con pérdidas menores en la vida útil de los equipos.

**Mejora en la Confiabilidad:** La automatización proporciona la manera más rápida para reducir la frecuencia y la duración de las interrupciones. La experiencia ha demostrado que se puede lograr una mejora de entre el 20 y 30 % de la duración promedio de las interrupciones luego de un año de implementación de la automatización [1].

**Nuevos servicios al consumidor:** Mediante la lectura remota del medidor, las distribuidoras pueden ofrecer tarifas más flexibles y mayor selectividad y control del consumo de sus clientes.

**Calidad de energía:** Además de la confiabilidad (medida por las interrupciones), la calidad de energía incluye la regulación de tensión, parpadeo (*flicker*), armónicos, y factor de potencia. La automatización de las redes de distribución incluye oscilografía que permite un monitoreo real de la calidad de energía.

**Mejor información para planificación e ingeniería:** La disponibilidad de datos en tiempo real, que resulta de la implementación de DA, ofrece a los planificadores y operadores de la red una visión más detallada del sistema eléctrico, a la vez que mejora la gestión de los activos reduciendo las inversiones de capital.

Todos estos beneficios obtenidos a través de los sistemas de control y automatización computarizados son incrementales en el tiempo a medida que cada función de automatización es implementada. Además, el despliegue de DA es gradual, cada función se construye sobre la anterior, y los beneficios son acumulativos en el tiempo. El ejemplo de la figura 3.1 muestra las estadísticas de un circuito rural de distribución, en el cual se



observa la reducción del tiempo de interrupción con relación a la implantación de funciones DA sobre un plazo de 10 años.

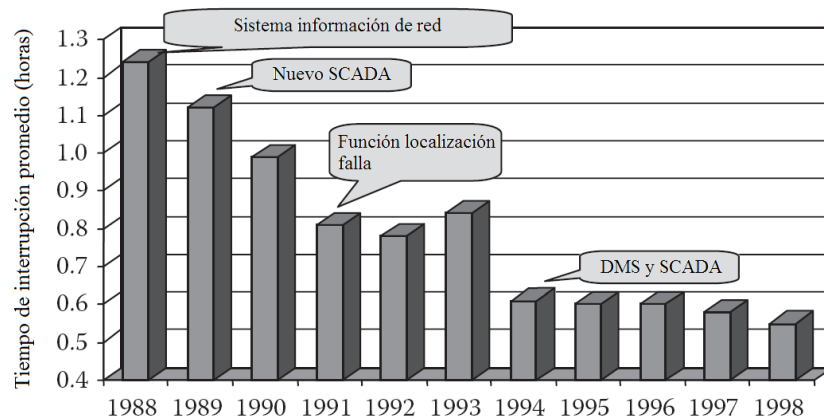


Figura 3.1. Incremento de beneficios (tiempo de interrupción) según implementación de DA para una red rural [16].

Por otro lado, es difícil evaluar el grado de utilización del concepto de DA en la industria eléctrica debido a las diferentes interpretaciones del concepto y a la gran variedad de estrategias de despliegue. Las diferentes realidades del mercado eléctrico en el mundo, con diferentes expectativas del marco regulatorio, han creado una multitud de planes de acción en aras de la automatización. Las estrategias de automatización pueden aplicarse en las redes subterráneas altamente densas hasta en los circuitos aéreos rurales con malos índices de calidad. Varias encuestas realizadas a compañías distribuidoras de Norte y Sur América, Europa y Medio Oriente evidenciaron que el 75 % de estas iniciaron proyectos de automatización de subestaciones y control extendido a los alimentadores durante la década de los 90. Así, el número de equipos de seccionamiento automatizados (controlados remotamente) fuera de la subestación se ha incrementado rápidamente durante el primer periodo regulatorio. Además, la mayoría de las distribuidoras proponen la mejora continua del desempeño durante el segundo periodo regulatorio, incrementando la penetración de equipos de corte automatizados a aproximadamente el 5 % del total de los equipos existentes [16].



### 3.3. JERARQUÍA DE CONTROL

La automatización del sistema eléctrico se aplica dentro de una jerarquía de control estructurada que abarca las necesidades de los diferentes elementos de la cadena de suministro de energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y clientes). Esto requiere la capacidad de controlar la red desde un punto central denominado centro de control, o desde varios centros de control distribuidos con delegación de control.

Este proceso se denomina SCADA<sup>20</sup> o telecontrol, y se fundamenta en las comunicaciones de datos entre el centro de control y los dispositivos primarios a ser operados (generadores, interruptores, cambiador de tomas, reconectores, etc.). Los dispositivos primarios deben estar acoplados con un mecanismo de actuación que les permita realizar operaciones mecánicas de apertura y cierre. Estos mecanismos interactúan con un equipo secundario, por ejemplo una RTU<sup>21</sup> o un IED<sup>22</sup>, el cual a su vez hace de interfaz con el sistema de comunicaciones. Todos estos dispositivos en conjunto conforman un sistema SCADA. El despliegue de sistemas SCADA permiten controlar las diferentes capas de la red, ya sea como un solo sistema integrado sobre varias capas o como sistemas independientes.

La organización del control central depende de la complejidad de la red eléctrica. Sin embargo, la tendencia actual es concentrar la operación en un solo centro de control. La introducción de DMS<sup>23</sup> y los avances en la tecnología de la computación y las comunicaciones están facilitando que las empresas, incluso aquellas con redes extensas que cubren vastas áreas geográficas y que funcionaban con centros de control distribuidos, consoliden el control en una sola central de operación.

Una jerarquía de control típica se muestra en la figura 3.2, y está confirmada por cinco capas [18].

---

<sup>20</sup> *Supervisory Control and Data Acquisition.*

<sup>21</sup> *Remote Terminal Unit*

<sup>22</sup> *Intelligent Electronic Device*

<sup>23</sup> *Distribution Management System*

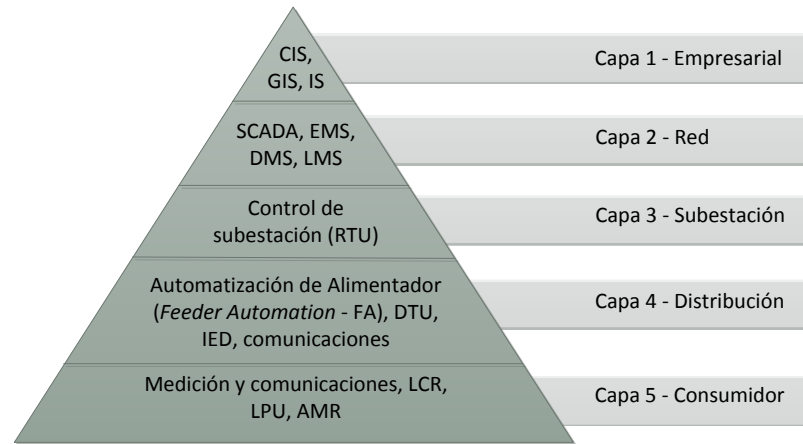


Figura 3.2. Jerarquía de control típica de una distribuidora [18]

**Capa 1 - Empresarial:** Es el nivel superior de la jerarquía, comprende todos los sistemas empresariales de IT (*Information Technology*), administración de activos, y comerciales: CIS<sup>24</sup>. GIS<sup>25</sup>, etc.

**Capa 2 - Red:** Históricamente, esta capa ha controlado las redes de transmisión de energía de gran volumen, incluyendo el despacho económico de los generadores. En esta capa se manejan aplicaciones como EMS<sup>26</sup>, SCADA, LMS<sup>27</sup>, DMS, etc.

**Capa 3 - Subestación:** Comprende el control de todos los interruptores de circuito dentro de la subestación integrados con la comunicación de los estados de los relés de protección.

**Capa 4 - Distribución:** Cubre los sistemas de alimentadores de media tensión y refleja la expansión de las capacidades de control en tiempo real, a través de control remoto o automatización local, de los dispositivos de alimentador localizados aguas abajo de las subestaciones primarias.

**Capa 5 - Consumidor:** Es la capa más baja de control, comprende la interfaz directa con el cliente final. La gestión del lado de la demanda (*Demand Side Management* - DSM) y la lectura automática de medidores (*Automatic Meter Reading* - AMR) son aplicaciones típicas de esta capa.

<sup>24</sup> *Customer Information System*

<sup>25</sup> *Geographical Information System*

<sup>26</sup> *Energy Management System*

<sup>27</sup> *Load Management System*



En la práctica, esta división del proceso de control es efectuado ya que las responsabilidades de control dentro de las empresas están organizadas de forma similar.

Los conceptos de automatización cubiertos en el presente trabajo de tesis, y que son el enfoque principal de este capítulo, corresponden a las capas de control 3 y 4.

Dentro de la jerarquía de control se definen dos conceptos generales: profundidad de control y límites de la responsabilidad de control. La profundidad de control define que capa o capas de control son cubiertas por un sistema de control en particular. Por ejemplo, la profundidad de control de un sistema SCADA puede cubrir todos los dispositivos aguas abajo del interruptor de circuito de un alimentador. Por otro lado, los límites de responsabilidad de control definen que actores controlan cada elemento de la red, lo cual debe ser establecido mediante un acuerdo dentro de la organización.

### **3.4. CONCEPTO DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

La Automatización de la Distribución apareció como concepto en la década de 1970 para promover la aplicación de las tecnologías de la computación y las comunicaciones para mejorar el desempeño operacional del sistema de distribución. Desde entonces, DA ha evolucionado hasta convertirse en un concepto plenamente establecido y hoy en día ha captado nuevamente la atención del sector eléctrico debido a la incursión de la Red Inteligente (*Smart Grid*) y la necesidad de sistemas de distribución más confiables y eficientes [2].

Los términos “Automatización de la Distribución”, conocida como DA (*Distribution Automation*), engloban una gama amplia de definiciones, desde el proceso de control completo de una distribuidora hasta la modernización de los dispositivos existentes mediante el despliegue de equipamiento para control remoto y comunicaciones [17]. El concepto de DA se desprende de la



generalización de otros términos tales como los sistemas de gestión de la distribución y los sistemas de automatización de la distribución.

El concepto de DA simplemente aplica la palabra genérica de automatización a la operación del sistema de distribución, cubriendo el rango completo de funciones, desde las protecciones hasta el SCADA y las aplicaciones de tecnología de la información y las comunicaciones (TIC) asociadas [18]. Esta concepción permite mezclar las capacidades de automatización local, control remoto de dispositivos de maniobra y sistemas de decisión central en una sola arquitectura cohesiva, flexible y rentable para la operación de los sistemas eléctricos de distribución, como se representa en la figura 3.3 [17].

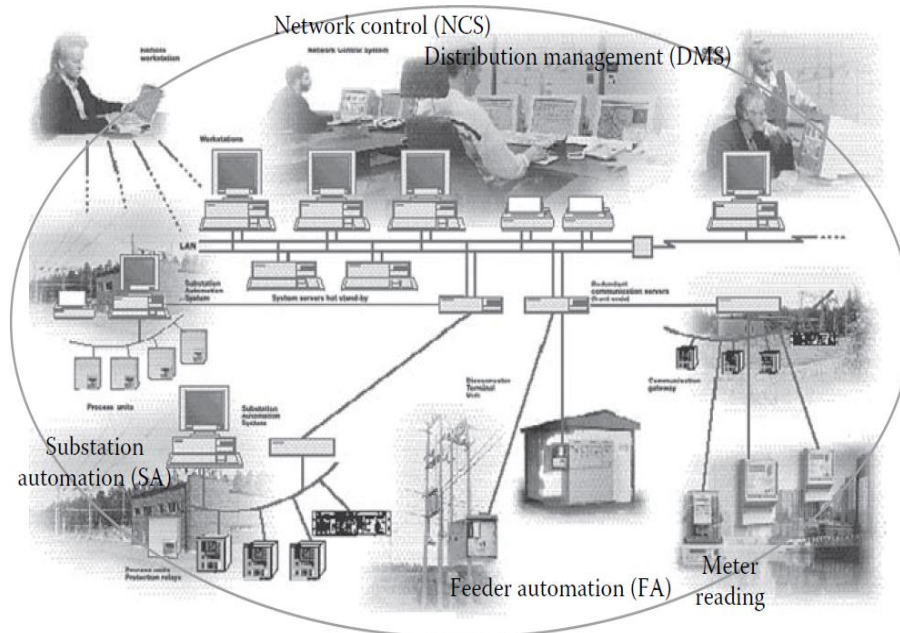


Figura 3.3. Concepto de automatización de la distribución [17]

El concepto de DA contempla dos términos específicos utilizados en la práctica: el sistema de gestión de la distribución (*Distribution Management System - DMS*) y el sistema de automatización de la distribución (*Distribution Automation System – DAS*).

***Distribution Management System (DMS)***: El sistema de gestión de la distribución *DMS* coordina las funciones en tiempo real dentro de la red de distribución con la información que no está en tiempo real (dispositivos





operados manualmente) para controlar y gestionar la red [11]. El DMS es un sistema de sala de control central, y su éxito está basado en la organización de la base de datos del modelo de la red y el acceso a la infraestructura IT<sup>28</sup>.

En la actualidad, el concepto de automatización de la distribución (DA) está evolucionando hacia el Sistema de Gestión de la Distribución (DMS), que es un sistema de soporte en la toma de decisiones que ayuda al personal de una empresa de electricidad a monitorear y controlar la red de distribución completa en un manera “óptima”. El DMS asiste, no reemplaza, al personal de operación quienes continuarán jugando un papel fundamental en la gestión de la operación del sistema de distribución [5]. Aunque algunas aplicaciones de control de DMS son totalmente automáticas, esto no elimina la necesidad de la supervisión de todas las aplicaciones por parte del operador.

Una de las metas principales del DMS es optimizar el desempeño del sistema de distribución “exprimiendo” al máximo la capacidad de los elementos existentes [2]. Esta es una de las nuevas responsabilidades de los operadores de los centros de control, quienes generalmente se han enfocado en mantener bajo condiciones seguras al personal de campo y en garantizar la continuidad del servicio de electricidad. Esta nueva responsabilidad operacional es uno de los principales retos de la implementación del DMS, que requiere de nuevos procedimientos operativos, entrenamiento y certificación exhaustivos, y soporte técnico adicional [5].

El DMS comprende tres componentes [3]: Control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), aplicaciones de distribución avanzadas, e interfaces externas. La figura 3.4 ilustra la integración de estos tres elementos.

---

<sup>28</sup> *Information Technology*

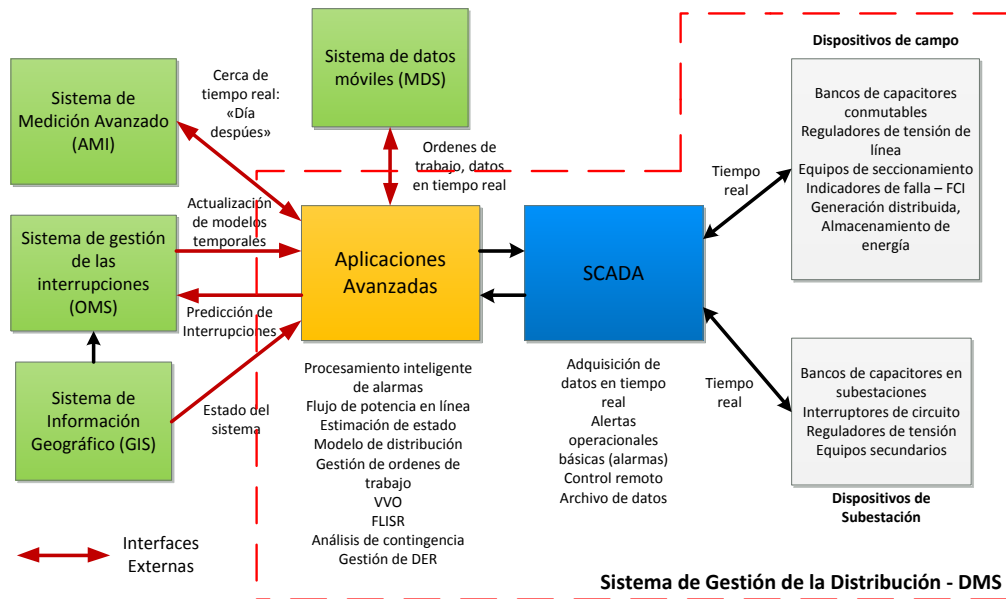


Figura 3.4. Componentes de DMS (*Distribution Management System*) [3].

**Distribution Automation System:** El sistema DA se articula por debajo del DMS e incluye todos los dispositivos controlados remotamente a nivel de subestación y alimentador (interruptores de circuito, reconectores, seccionadores, etc.), la automatización local distribuida en estos dispositivos, y la infraestructura de telecomunicaciones [18]. Esencialmente se encarga de los aspectos en tiempo real del proceso de control de la red de distribución.

El sistema DA puede ser clasificado en tres grandes categorías [4] (ver figura 3.5):

- Automatización de Subestación (*Substation Automation – SA*)
- Automatización de Alimentador (*Feeder Automation – FA*)
- Automatización de Cliente (*Customer Automation – CA*)

Los conceptos de este capítulo se concentran principalmente en los aspectos de la automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*), que muchas veces es generalizada como Automatización de la Distribución (DA).

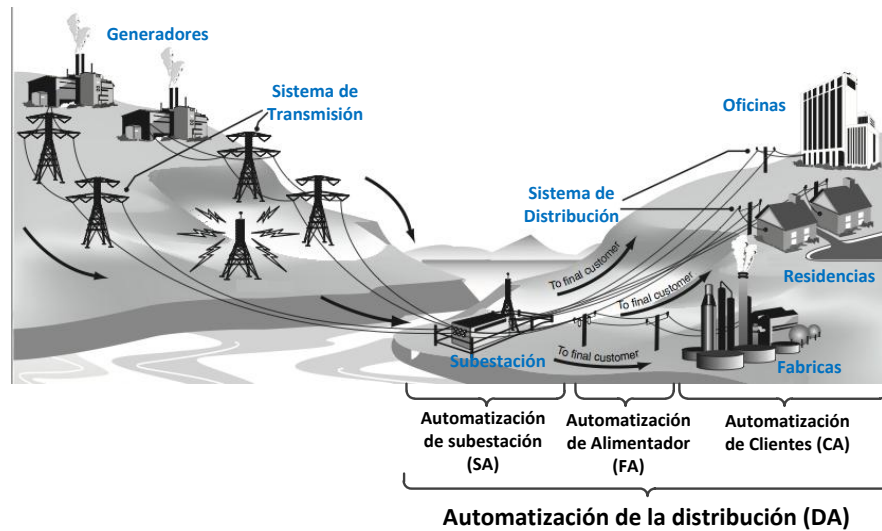


Figura 3.5. Categorías de Automatización de la Distribución [11].

### 3.5. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

El concepto de automatización de la distribución engloba el despliegue de tecnologías para protección, control, monitoreo y operación de los sistemas de distribución [2]. Contempla todos los niveles de implantación, desde una simple modernización con control remoto, la aplicación de dispositivos inteligentes, y hasta la instalación de un sistema completo [18]. Estas tecnologías permiten monitorear, controlar y operar los elementos de distribución, tanto en “tiempo real” como en “no tiempo real”, desde ubicaciones remotas.

La IEEE<sup>29</sup> define la automatización como: “Un conjunto de tecnologías que permiten a una empresa eléctrica monitorear, coordinar y operar remotamente los componentes de la distribución en tiempo real desde locaciones remotas (Bassett, Clinard, Grainger, & Purucker, 1998).” En 2010, la EPRI<sup>30</sup> la definió como “Un conjunto de tecnologías de sensores inteligentes, procesadores y comunicaciones que permiten a las empresas de electricidad monitorear y coordinar remotamente sus activos de distribución, y operar estos activos en una manera óptima con o sin intervención manual”. Otra definición se refiere a DA como “la aplicación de sistemas de comunicación, optimización e inteligencia para mejorar el

<sup>29</sup> Institute of Electrical and Electronics Engineers.

<sup>30</sup> Electric Power Research Institute. Es una organización norteamericana independiente sin fines de lucro, fundada por organizaciones de producción y distribución con intereses en el desarrollo de la industria eléctrica.



desempeño y las funciones de los sistemas de distribución durante su operación normal y anormal” [5].

Es necesario destacar que el concepto de “intervención humana” está incluido en estas definiciones de DA. Naturalmente la “automatización”, en el sentido literal de la palabra (sin intervención manual), también forma parte de la definición. La función de automatización está implícita de alguna manera en el término “coordinar”. Por ejemplo, los dispositivos de protección deben estar coordinados para llevar cabo automáticamente las funciones de protección, aislando una falla de forma discriminatoria. Por otro lado, el término “tiempo real” sugiere que el tiempo de respuesta para la operación del sistema de automatización debe estar en el orden de los dos segundos [1]. Además, se remarca que la diferencia entre DA y la operación tradicional basada en protecciones, es que los componentes de distribución son controlados desde una locación remota [4]. Para esto se necesita incorporar infraestructura de telecomunicaciones dentro de la arquitectura de DA. Este es el elemento diferenciador que incrementa la cantidad de información y el control para la toma de decisiones que nos lleva a una operación inteligente de la red de distribución [14]. Por ello, la implementación e integración de las comunicaciones entre el control central y los dispositivos de distribución controlados debe ser planificado cuidadosamente.

Como se mencionó en la sección anterior, DA también incluye aplicaciones de sala de control central, como DMS, que facilitan el proceso de toma de decisiones operativas para la red de distribución entera, tomando en cuenta tanto los equipos controlados remotamente y los operados manualmente. Estas aplicaciones requieren el soporte de sistemas de procesos corporativos, tales como el sistema de información de clientes (*Customer Information System* - CIS) y el sistema de información geográfica (*Geographical Information System* - GIS), los cuales residen en la capa más alta de la jerarquía de control.

La función vital en DA es la operación remota, habilitada por el uso de infraestructura de comunicaciones. La capacidad de operación remota permite clasificar la automatización en los tres siguientes modos [1]:



- Automatización local: Operación de equipos de seccionamiento ejecutada por actuación de protecciones o por operación local con toma de decisiones basada en lógica.
- Control remoto manual (SCADA): Operación de equipos de maniobra ejecutada manualmente por control remoto con monitoreo remoto de estatus, indicaciones, alarmas y medidas.
- Control remoto automático o Automatización centralizada: Operación de equipos de seccionamiento ejecutada automáticamente por control remoto desde la lógica central de toma de decisiones para aislamiento de la falla, reconfiguración de la red, y restauración del servicio.

Toda implementación de DA deberá contener al menos dos de estas funciones, lo que implica que las comunicaciones siempre deben ser parte de la implementación. Algunas empresas consideran que tienen automatización en su red de distribución debido al despliegue de reconectores con o sin seccionadores automáticos. Sin embargo, la ausencia de comunicaciones hacia estos dispositivos hace que su implementación no cumpla con la definición aceptada de DA. Esto ha llevado a que muchas de estas empresas admitan la necesidad de tener comunicación con estos dispositivos de maniobra para conocer su estado.

### **3.5.1. Nivel de automatización de equipos de seccionamiento/maniobra.**

Luego que un equipo primario ha sido seleccionado en función de la potencia requerida y su función de protección en la red de distribución, se debe determinar su grado de automatización. La implementación de automatización en cualquier equipo de seccionamiento manual se puede alcanzar siguiendo los pasos indicados en la figura 3.6 [18], cuyo resultado definirá el grado y tipo de arquitectura de control del equipo. Algunos pasos son opcionales y otros obligatorios si se requiere implementar la automatización del equipo.

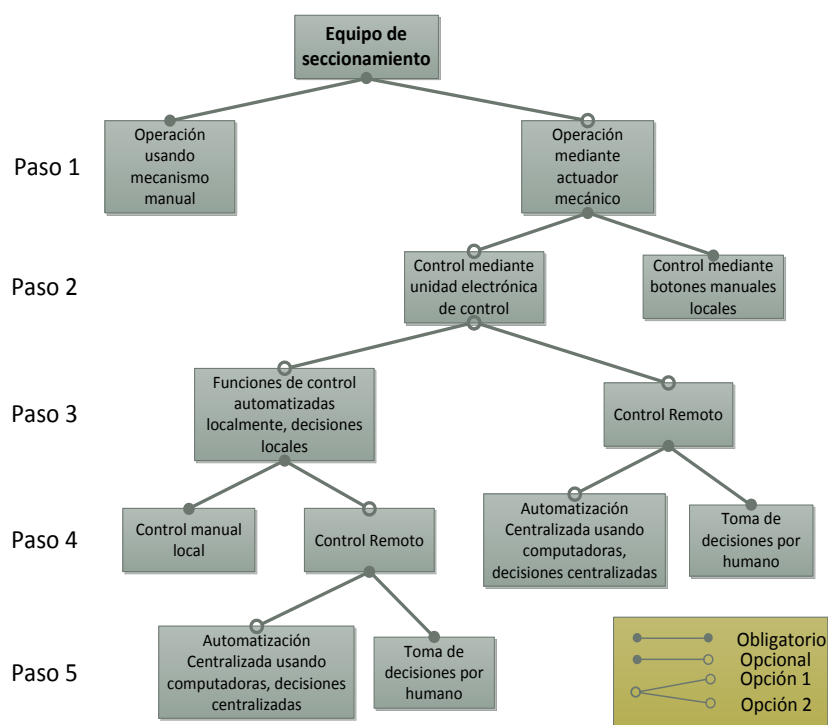


Figura 3.6. Árbol de decisión para implementación de automatización en un equipo primario de maniobra [18].

**Paso 1:** Implementar un actuador mecánico en el equipo de seccionamiento para habilitar su operación no manual. Este paso es mandatorio en aras de la automatización del equipo. Además incrementa la seguridad del personal de campo.

**Paso 2:** El actuador mecánico facilita la operación manual local del equipo mediante botones tipo “*pushbutton*”. Sin embargo el objetivo principal es la operación mediante automatización local o control remoto. Esto requiere la instalación de una unidad de control electrónica.

**Paso 3:** La unidad de control electrónica permitirá manipular el actuador mecánico mediante dos funciones de automatización: inteligencia local, que habilita al equipo a operar automáticamente (por ejemplo, un reconectador); o control remoto mediante la conexión a un sistema de comunicaciones.

**Paso 4:** Si la elección anterior fue implementar automatización local, entonces en este paso se puede: **a)** agregar control remoto a dicha automatización, de forma que el operador conocerá en todo momento las acciones que el automatismo local ejecuta sobre el dispositivo, o por el



contrario, suprimir la inteligencia local y tomar decisiones remotamente; y **b)** habilitar el control manual local para anular la inteligencia local. Si la elección del paso 3 fue el control remoto, entonces en este paso se puede: **c)** implantar un proceso central ubicado remotamente que tendrá una perspectiva total del sistema, o **d)** ejecutar control remoto iniciado manualmente (decisiones tomadas por humano).

**Paso 5:** Aplica las opciones **c)** y **d)** del paso anterior. La primera opción ofrece una estrategia de automatización avanzada ya que agrega toma de decisiones centralizada a la automatización local. Sin embargo, en la práctica es más sencillo, y generalmente suficiente, utilizar control remoto sobre los dispositivos inteligentes (solo inteligencia local).

El resultado del procedimiento anterior se resume en tres alternativas de cumplimiento de la definición básica de automatización de la distribución:

Los equipos de seccionamiento deben tener la capacidad de operación con control remoto.

La toma de decisiones puede ser implementada localmente en los dispositivos secundarios (por ejemplo un IED o RTU), centralmente en un servidor DA, en combinación de la inteligencia local con la inteligencia central, o mediante intervención humana remota.

La operación local debe ser viable mecánicamente o por medio de botones.

### **3.5.2. Etapas de automatización**

La selección del nivel de automatización, según se describió en la sección anterior, puede ser abordada desde una perspectiva diferente, tomando en cuenta la carga sobre el medio de comunicación [14]. Cuanto más sofisticados son los requerimientos de monitoreo remoto y automatización, más alta es la carga y la complejidad de los mensajes de comunicación. Bajo esta perspectiva, tenemos dos métodos de automatización de la distribución, especialmente para el control extendido (automatización de alimentador - FA) aguas abajo del alimentador en donde las comunicaciones son principalmente inalámbricas.



**Etapa 1** [14]: Es la automatización de la distribución mediante el cumplimiento de los requerimientos básicos, implementando funciones de estatus y control remoto. Las indicaciones de estatus y el control remoto conforman la etapa de mayor despliegue dentro de la implementación de la automatización de la distribución fuera de la subestación. Se basa únicamente en la transmisión de señales digitales, lo cual reduce la longitud del paquete de datos.

**Etapa 2** [14]: Agrega la transmisión de medidas analógicas además de las señales de estatus y control. Con esta información adicional, la funcionalidad del control extendido de alimentador puede alcanzar niveles similares al de la automatización de subestación. La carga sobre las comunicaciones es incrementada y por lo tanto se requiere de protocolos más eficientes, como los aplicados en SCADA. Una estrategia para reducir esta carga es utilizar el modo de reporte por excepción de este tipo de protocolos.

La automatización local puede ser aplicada en ambas etapas pues solo depende de la calidad de los sensores de potencia y del IED. En cambio, el grado de toma de decisiones centralizada no solo depende de la cantidad y el detalle de la información enviada al servidor, sino también de la velocidad de transmisión de la infraestructura de telecomunicaciones.

Funciones de automatización	Etapas de automatización		Toma de decisiones (automatización) local
	Etapa 1	Etapa 2	
<b>Indicaciones</b>	Únicamente señales digitales	Señales digitales y analógicas	Lógica basada en entradas digitales
Status			
Control			
Alarmas			
Umbrales			
Voltaje			
Corriente			
Indicador de falla - FCI			
Contadores			
<b>Mediciones</b>			
Corriente			
Voltaje			





P y Q			en entradas analógicas
Oscilografía			
Toma de decisiones Centralizada	Manejado por eventos digitales	Manejado por eventos digitales y medidas analógicas	
Plataforma	Servidor/gateway DA	Sistema de gestión de la distribución	

Figura 3.7. Etapas de la automatización de la distribución (control extendido) [14].

### 3.5.3. Nivel de Intensidad de la Automatización

AIL por sus siglas en idioma inglés (*Automation Intensity Level*), define la penetración de la automatización a lo largo del alimentador y fuera de la subestación. Se lo puede valorar mediante dos métricas [18]:

- a) La relación porcentual de la cantidad de equipos de seccionamiento manuales automatizados con control remoto sobre el total instalados, generalmente del 5 al 10 %.
- b) La cantidad de equipos de seccionamiento automatizados instalados por alimentador. Normalmente se utiliza la nomenclatura de 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, etc., en donde el medio (0.5) interruptor representa al equipo normalmente abierto compartido entre dos alimentadores. Un interruptor y medio (1.5) por alimentador representa la automatización del equipo normalmente abierto y del equipo en el intermedio del alimentador. La figura 3.8 muestra que el máximo aprovechamiento de la inversión se produce con un AIL de 2.5, ya que con mayores valores de AIL la mejora marginal del desempeño (tiempo de interrupción) del sistema es reducida [1].

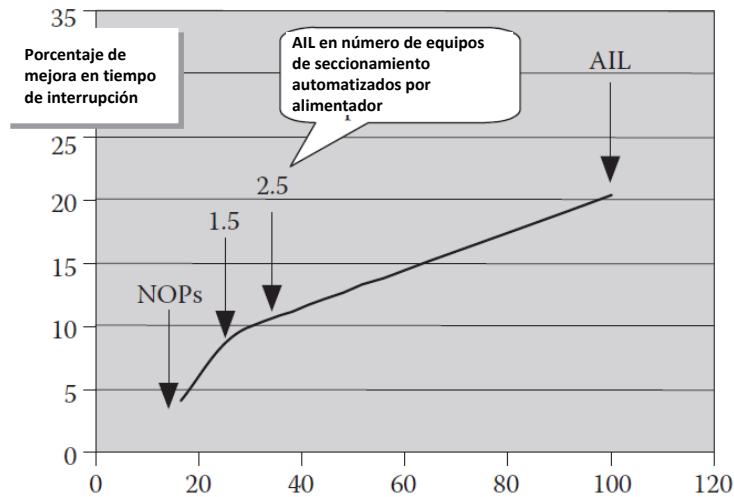


Figura 3.8. Mejora en el tiempo de las interrupciones con el incremento de AIL [1].

### 3.6. ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE DA

El conocimiento de los componentes de un sistema típico de automatización de la distribución es sumamente valioso ya que nos ayuda a comprender algunos de los retos en la implementación de la automatización, y la interoperabilidad entre esos elementos. Los componentes principales de un sistema DA, mostrados en la figura 3.9, se encuentra tanto en las subestaciones primarias como fuera de ellas en los alimentadores, tales como los equipos de seccionamiento de montaje en poste, unidades subterráneas, estaciones de transformación secundarias, etc. [18]. Estos elementos deben integrarse al centro de control de distribución a través de una infraestructura de comunicaciones que utiliza una mezcla de diferentes medios y protocolos dependiendo de las capas de control. Esta mezcla es incorporada dentro de la implementación DA a través de conversiones que son realizadas en algún punto de la arquitectura, generalmente en el gateway<sup>31</sup> o el SCADA.

<sup>31</sup> Ver capítulo 4, sección 4.5.1.

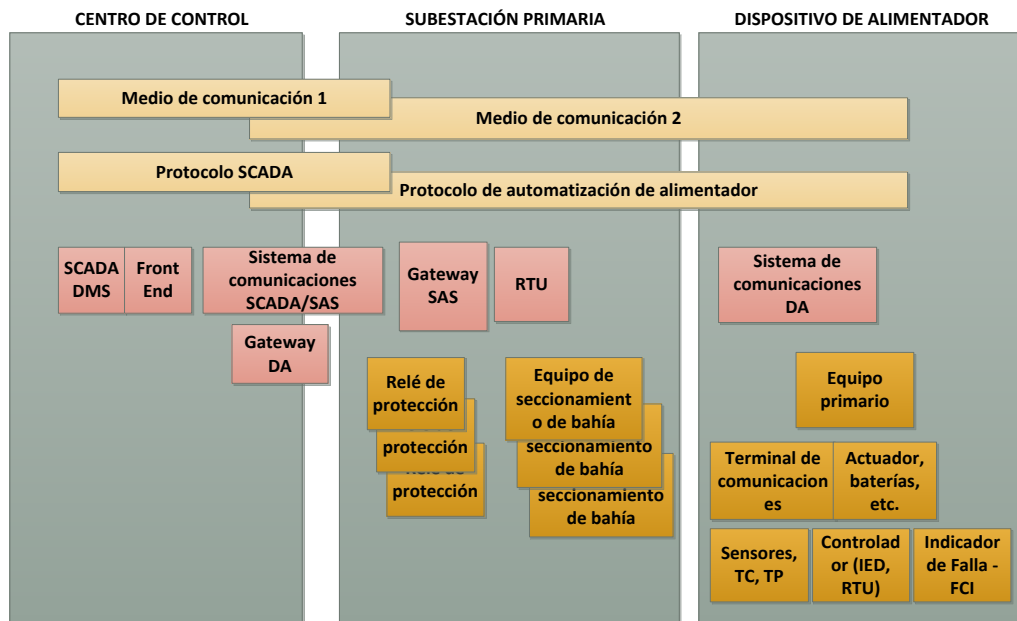


Figura 3.9. Componentes de DA [18].

Subestaciones primarias: Formadas por los interruptores de circuito, las celdas de media tensión, seccionadores, relés de protección, etc. El control remoto sobre estos equipos se logra de dos formas:

- Mediante cableado en cobre de los circuitos de control, indicaciones y mediciones hacia la RTU. La RTU utiliza protocolos de comunicaciones para interconectarse con el SCADA.
- Implementando automatización de subestación (*Substation Automation - SA*), que incluye una LAN<sup>32</sup> dentro de la subestación para intercomunicar los IED y el gateway<sup>33</sup> SA (generalmente basado en un computador). No se requiere la RTU ni el cableado en cobre, aunque algunas implementaciones pueden incluirlos. El gateway suministra la interfaz de comunicación con el centro de control usando protocolos SCADA, soporta interbloqueos internos basados en software y suministra una interfaz humano-máquina.

Alimentadores/Subestaciones secundarias: La automatización de los equipos de seccionamiento instalados fuera de la subestación, sobre los alimentadores primarios, está empezando a desarrollarse. El rol y el nivel de automatización a desplegarse sobre los equipos de seccionamiento está

<sup>32</sup> Local Area Network

<sup>33</sup> Ver capítulo 4, sección 4.5.1.



poco estandarizado, lo que abre un abanico demasiado extenso de posibilidades al momento de elegir del tipo de sensores, el dispositivo inteligente, y la carga de comunicaciones que tendrán los equipos. Además es importante el tipo de automatización local requerida, que determinará el dispositivo de seccionamiento primario (reconectador, seccionador, etc.), y también la función del dispositivo secundario inteligente (las funciones de protección, protocolos de comunicación, etc.). Por lo tanto, la clave está en la correcta selección de los componentes principales dentro del dispositivo del alimentador. Luego, se debe definir el medio de comunicación y el protocolo de control.

Con estas consideraciones, tenemos dos métodos para implementar DA:

- Modernización de los equipos de seccionamiento ya instalados. La mayoría de los equipos de maniobra de montaje para poste pueden ser automatizados mediante un gabinete montado debajo del mismo poste, y que contienen el dispositivo de actuación y el dispositivo secundario para control y comunicación. La modernización del equipamiento de montaje subterráneo depende exclusivamente de su capacidad física para incorporar un actuador.
- Instalación de nuevos equipos ya preparados para la automatización en reemplazo de los equipos de seccionamiento manuales existentes, los cuales pueden ser reutilizados en otras partes de la red.

Por otro lado, durante la implementación de DA es muy probable que ya exista un sistema SCADA, por lo que los equipos del sistema de control extendido podrán integrarse a este sistema existente. A medida que el control es extendido sobre la red de distribución, crece la probabilidad de encontrar equipos de múltiples fabricantes, en cuyo caso se necesita de un sistema de control integrado. Estos aspectos, que pueden introducir algunas restricciones o limitaciones, deben ser analizados durante el desarrollo de las estrategias de implementación de DA.



### **3.6.1. Estructura de la red de distribución**

El proceso de suministro de energía, representado por la red eléctrica, es el beneficiario final de los esquemas de automatización. La automatización debe mejorar el desempeño de la red, y puede ser visto como una inversión cuyas ganancias son obtenidas mediante la mejora de la eficiencia operativa del negocio. Generalmente, las redes de distribución son operadas de forma radial, por lo que la reconfiguración del sistema es una de las pocas formas de mejorar la confiabilidad.

Luego de la ocurrencia de una falla, la sección en falla debe ser aislada, y entonces los segmentos de red no afectados aguas abajo de la avería pueden ser re-energizados para restablecer el servicio. El aislamiento de la falla puede ejecutarse por medio de automatización local o por control remoto directo.

Una red de distribución subterránea de lazo cerrado, con interruptores de circuito en las subestaciones secundarias, provee un alto grado de confiabilidad a un costo inicial más alto debido a la necesidad de una gran cantidad de equipos de seccionamiento y unidades de protección más costosas. Es importante considerar la topología y el tipo de red de distribución al decidir el nivel y la complejidad de la implementación de DA.

## **3.7. EQUIPAMIENTO PRIMARIO INTELIGENTE PARA DA**

### **3.7.1. Equipamiento primario de seccionamiento para sistemas de distribución**

Los dispositivos primarios de seccionamiento/maniobra manejan directamente la parte de potencia de la red, y están diseñados para abrir o cerrar circuitos en media tensión (MT). Junto con los dispositivos secundarios, que protegen y controlan a los primarios, forman un equipo de alimentador inteligente, o un dispositivo listo para la automatización (ARD)<sup>34</sup>, según las definiciones de la sección 3.7.2. La presente sección define el

---

<sup>34</sup> *Automation Ready Device*, véase la sección 3.7.2.



equipamiento de seccionamiento, comúnmente referido por su término en idioma inglés *switchgear*.

*Switchgear* es un término genérico, utilizado en la industria eléctrica para definir los equipos de interrupción y los ensambles de estos con otros elementos de interconexión y accesorios. Generalmente, dentro de la distribución, los equipos de maniobra puede clasificarse en:

**Interruptor de circuito (*circuit breaker*):** Es un dispositivo de seccionamiento capaz de transportar e interrumpir corrientes bajo condiciones normales del circuito; o transportar (por un determinado tiempo) e interrumpir corrientes bajo condiciones anormales (corto circuito).

**Seccionador (*switch*):** Es un dispositivo de maniobra capaz de transportar e interrumpir corrientes que pueden incluir ciertas condiciones de sobrecarga del circuito; y también transportar por un determinado tiempo corrientes bajo condiciones anormales (corto circuito). Sin embargo no es común que pueda interrumpir corrientes de falla.

**Seccionador-fusible (*switchfuse*):** Es un seccionador que tiene un fusible en serie en uno o más polos, de forma que las corrientes normales son interrumpidas por el seccionador y las corrientes altas de falla son interrumpidas por la apertura del fusible.

**Reconectador:** Es un interruptor de circuito equipado con relés para ejecutar un patrón variable de disparos y cierres bajo ciertas condiciones de falla.

**Desconectador:** Es un dispositivo de seccionamiento mecánico que permite tener una distancia de aislamiento específica cuando está abierto. Es capaz de transportar por un determinado tiempo corrientes bajo condiciones anormales (corto circuito), sin embargo no es capaz de interrumpir corrientes de falla.



**Auto-seccionalizador:** Es un desconectador equipado con inteligencia elemental para operar dentro del tiempo muerto<sup>35</sup> de un reconectador.

**Seccionador desconectador (*switch disconnector*):** Usado para desenergizar el suministro eléctrico en un punto de trabajo y luego crear un ambiente seguro de trabajo en ese punto.

En un sistema no automatizado, los interruptores de circuito, reconectadores y auto-seccionalizadores tienen integrado un dispositivo de actuación operado por un equipo secundario. Los otros dispositivos son operados manualmente.

### **3.7.2. Definiciones del estado de preparación para la automatización del dispositivo primario de seccionamiento**

El despliegue de DA no sólo depende de la arquitectura y el nivel de automatización requerido por el caso de negocio, sino también de las prácticas de adquisición de equipos de cada distribuidora. Los procesos de compra del equipamiento de distribución generalmente están orientados individualmente por equipo, en lugar de por sistemas. Es decir, se licitan por separado elementos tales como equipos de seccionamiento, IED, equipos de comunicaciones (GSM, CDMA, radio, fibra óptica, etc.). Posteriormente, estos equipos serán incorporados dentro de una única arquitectura DA, en donde la interoperabilidad entre ellos debe estar garantizada. Sin embargo, es común encontrar problemas de interoperabilidad.

Una definición precisa del estado de preparación para la automatización de un dispositivo primario de seccionamiento puede ayudar a reducir los errores de interoperabilidad. Los siguientes son los niveles de preparación de un elemento [3]:

**Dispositivo con automatización no factible (*Automation infeasible device - AID*):** Dispositivo primario en el cual no es posible, técnica o económicamente, instalar un actuador para control remoto. Por ejemplo,

---

<sup>35</sup> Ver capítulo 4, sección 4.4.



aquellos equipos de interrupción más antiguos cuyo mecanismo no soporta una operación no manual.

**Dispositivo preparado para la automatización (*Automation prepared device - APD*):** Dispositivo primario diseñado específicamente para ser automatizado. Su diseño original considera el montaje de un actuador, sin embargo éste no es necesariamente suministrado con el equipo. Además, el diseño puede incluir una estructura (gabinete interno o externo) para alojamiento de dispositivos de control (IED, fuente de poder, *transceiver* de comunicación, etc.), que pueden ser suministrados por otros fabricantes.

**Dispositivo listo para la automatización (*Automation ready device - ARD*):** Es un APD provisto con todos los componentes de control necesarios para operar dentro de un esquema DA (incluye protocolos de comunicación). También puede estar equipado con funciones de protección para operar independientemente en la red.

**Dispositivos aplicados en la automatización (*Automation applied device - AAD*):** Es un ARD con un receptor de comunicaciones instalado y configurado para trabajar en el sistema DA, del cual es parte. Puede incluir lógica de automatización local cuando sea necesario.

**Sistema de distribución automatizado (*Automated distribution system - ADS*):** Es el sistema DA completo, incluyendo los dispositivos inteligentes de maniobra, la infraestructura de comunicaciones, gateways, la integración con el sistema de control central (SCADA), y la implementación de lógica de automatización.

La figura 3.10 muestra los niveles de responsabilidad (pruebas de integración) para cada uno de las definiciones anteriores.



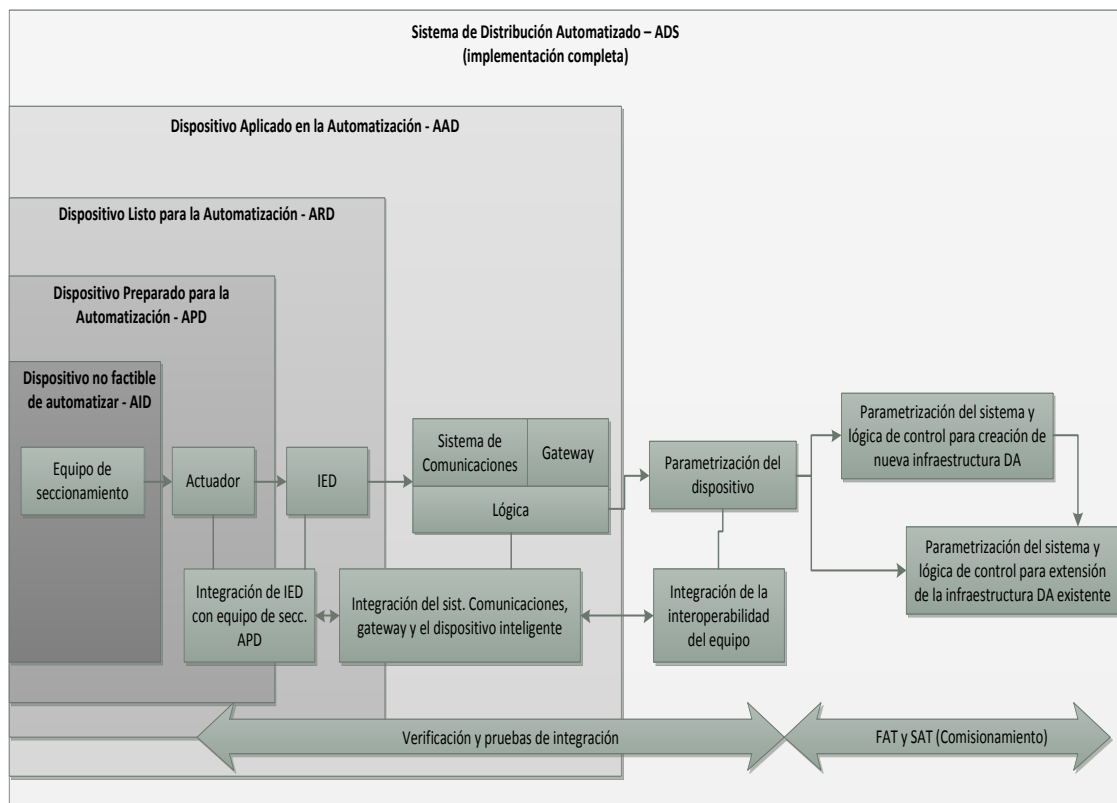


Figura 3.10. Requerimientos de integración, pruebas y verificación para DA [3].



### 3.7.3. Componentes de los equipos inteligentes de seccionamiento

De acuerdo a las definiciones de la sección anterior, un equipo de seccionamiento/maniobra inteligente debe tener las características especificadas para un dispositivo listo para la automatización (*Automation Ready Device* - ARD). Este dispositivo es el resultado de combinar un equipo primario de interrupción (como los definidos en la sección 3.7.1) y uno o más dispositivos secundarios (como un IED o una RTU). Existen dos formas de lograr este resultado:

Modernizando un equipo de seccionamiento mediante la incorporación de un actuador y un gabinete de control independiente. Los gabinetes de control completos incluyen actuadores e IED, este último con capacidad de lógica y comunicaciones.

En instalaciones nuevas es mejor considerar equipamiento de maniobra inteligente existentes en el mercado, los cuales son fabricados con el bastidor de control integrado a la unidad de potencia o con un gabinete independiente para montaje en poste. El actuador, el IED, la fuente de poder y las comunicaciones ya están incluidas en la solución. Generalmente, la puesta en servicio de este tipo de ensamblajes es más sencilla y rápida.

En la figura 3.11 se muestran los elementos incluidos en un gabinete de control construido con visión de automatización.

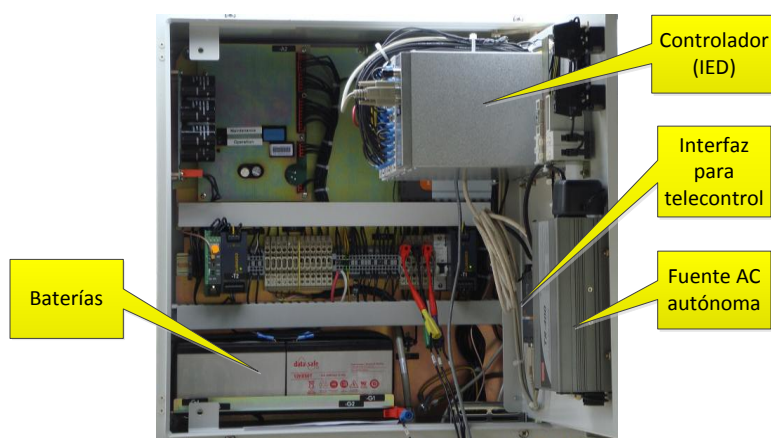


Figura 3.11. Gabinetes de control listos para automatización con un controlador (IED), baterías y una interfaz de comunicación [Autor]



El concepto de bloques constructivos es utilizado para describir de forma clara y sencilla cada uno de los elementos que pueden conformar un equipo de seccionamiento inteligente para la automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*). Un bloque constructivo es un grupo de componentes probados independientemente, que han sido agrupados en un único ensamblaje, el cual entonces es probado para verificar su correcto funcionamiento como una sola unidad [18]. La figura 3.12 muestra un diagrama genérico de un bloque constructivo, cuyos componentes tienen varias opciones que se describen a continuación.

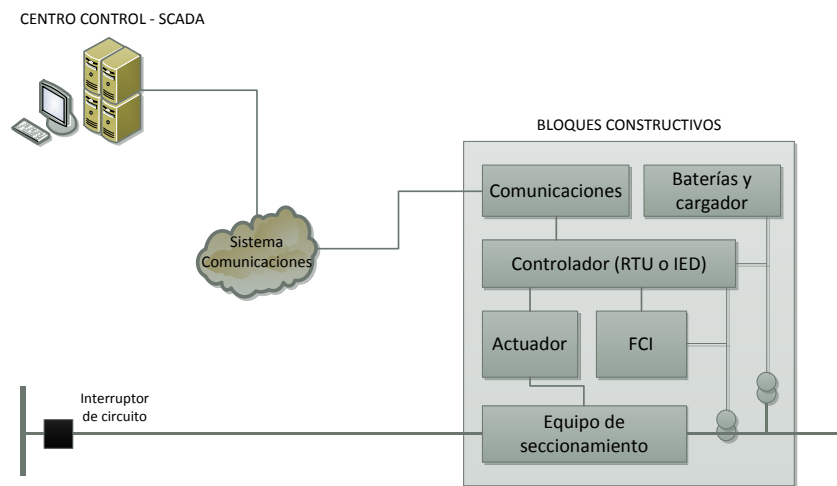


Figura 3.12. Estructura de un bloque constructivo [18].

**Conmutador:** Es el dispositivo de maniobra principal que opera en media tensión (MT), y es el elemento más importante en un esquema de control extendido (FA). Puede ser un desconectador, un interruptor de circuito o un reconectador, como se explicó en la sección 3.7.1.

**Actuador:** Es el método de operar eléctricamente el conmutador, siendo los más comunes el motor-resorte, un solenoide o un actuador magnético.

**Controlador:** Es el centro del bloque constructivo y puede ser acondicionado con entradas y salidas digitales, y entradas analógicas. Puede ser un dispositivo electrónico inteligente (IED) o una RTU.

**TC/TP:** Los transformadores de corrientes permiten el funcionamiento de los relés de protección, la medición de la corriente de carga, y la operación de la



lógica del seccionalizador. Los transformadores de potencial permiten operar el elemento direccional de los relés de protección, indicar la pérdida de tensión del sistema, y dependiendo del *burden* del TC, suministrar energía para la carga de las baterías internas.

**Comunicaciones:** Uno de los objetivos del método de bloques constructivos es lograr la máxima flexibilidad. Un ejemplo de esto es la capacidad de intercambiar los dispositivos de comunicación. De esta forma, se pueden utilizar diferentes comunicaciones en diferentes ubicaciones, incorporando cualquier equipamiento de comunicaciones a un gabinete de control preparado (APD<sup>36</sup>), obteniendo beneficios a escala.

**Indicador de falla (*Faulted Circuit Indicator* - FCI):** Indica la ubicación de la sección en falla. Pueden estar incluidos en las funciones del controlador. En la siguiente sección se detalla su funcionamiento.

**Baterías:** Las baterías y su cargador son elementos básicos de un bloque constructivo, ya que suministran potencia DC para la operación de todo el bloque constructivo durante una interrupción de la red de media tensión.

### 3.7.4. Características funcionales de dispositivos inteligentes para automatización de la distribución

El método de bloques constructivo otorga una gran flexibilidad de diseño del equipamiento de seccionamiento dedicado a la automatización de la distribución. Estos y otros dispositivos inteligentes de distribución (reguladores de tensión, bancos de capacitores, etc.) son descritos en esta sección, a través de sus principales características funcionales orientadas a la automatización.

#### 3.7.4.1. Reconectadores

Un reconectador es un equipo de maniobra auto-controlado que tiene la capacidad de interrumpir automáticamente una corriente de falla dentro de sus límites de diseño y realizar operaciones de reconexión automática con una secuencia predeterminada de aperturas y reconexiones seguidas de una

---

<sup>36</sup> Automation Prepared Device, según definición de la sección 3.7.2.



operación de bloqueo (*lockout*) o restablecimiento del servicio. La Figura 3.13 muestra un ciclo de aperturas y reconexiones típico de un reconector de distribución. La interrupción de corriente ocurre cuando el valor instantáneo de la corriente de falla es igual a cero.

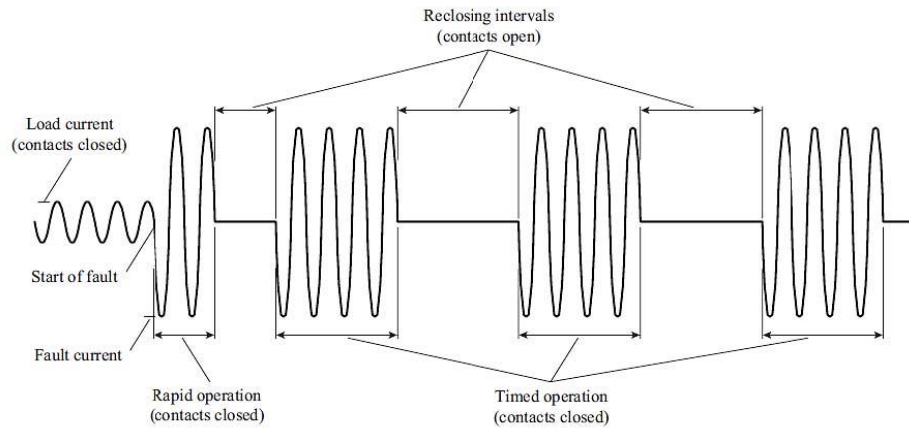


Figura 3.13. Ciclo de reconexión automática de un reconector [11].

Los elementos principales de un reconector, según se muestra en la Figura 3.14, son:

1. Reconector: Es el equipo primario de maniobra que provee el medio físico de interrupción de corriente de falla.
2. Controlador: Contiene los sistemas de control, automatización y comunicaciones necesarios para la operación efectiva del reconector.



Figura 3.14. Elementos de un Reconector [Autor]

Los reconectores pueden ser trifásicos o monofásicos, montados en poste o en porta-fusible. Los reconectores trifásicos son utilizados tradicionalmente para proveer la protección de sobre-corriente necesaria en alimentadores y facilitar el aislamiento automático de fallas, restauración del servicio y mejoramiento de la confiabilidad. Como se explicará en el capítulo 8, estos son los equipos utilizados para la implantación del sistema de automatización de alimentador propuesto en este trabajo de tesis.

Normalmente, los reconectores están acompañados por controladores electrónicos inteligentes basados en microprocesadores con capacidad de ser programados en sitio o remotamente, además los controladores incluyen sistemas autónomos de suministro de energía formados por sistemas de baterías y unidades de respaldo no-interrumpible. El controlador permite que todas las operaciones del reconnector puedan ser comandadas completamente de forma remota vía SCADA, ya sea mediante instrucciones emitidas por el operador del centro de control de distribución o por un controlador de un esquema avanzado de automatización de la distribución.

Los reconectores incluyen sistemas de medición de corriente y tensión. Los parámetros a medir pueden incluir los siguientes:



- Corriente de fase y neutro
- Tensión de fase a fase y fase a neutro
- Potencia activa y energía activa por fase y total
- Potencia reactiva y energía reactiva por fase y total
- Factor de potencia por fase y total
- Frecuencia

Dependiendo de su dispositivo de control, los reconectores pueden ser incorporados en esquemas de automatización de la distribución y realizar operaciones automáticas de transferencia de carga y reconfiguración, como se explicará en el capítulo 4. Estas operaciones se pueden realizar mediante tecnologías tales como detección de ausencia de tensión, comunicación entre los reconectores (*peer-to-peer*), o mediante instrucciones generadas por un controlador centralizado ubicado en la subestación de distribución o en el centro de control de distribución (Sistema de Gestión de Distribución), como se explicó en la sección 3.4. Estas operaciones podrían requerir que el reconector opere de forma bidireccional y cambie sus ajustes de protección automáticamente dependiendo de la dirección del flujo de potencia.

#### **3.7.4.2. Cuchillas seccionadoras (*switches*)**

Son dispositivos con capacidad de interrupción de corriente de carga, utilizados para realizar operaciones de maniobra y seccionamiento de alimentadores de distribución. Las cuchillas seccionadoras no tienen capacidad de interrupción de corriente de falla e individualmente no tienen capacidad de detectar o aislar fallas de forma automática. Sin embargo cuando varias cuchillas seccionadoras (equipadas con sistemas de comunicación, medición e indicación de falla) son utilizadas en conjunto con esquemas avanzados de DA con control inteligente, son capaces de identificar y aislar secciones de alimentadores donde han ocurrido fallas. Este tipo de esquemas de automatización también pueden ser implementados utilizando una combinación de reconectores, interruptores de circuito y cuchillas seccionadoras para formar un esquema FLISR.



La ventaja de utilizar cuchillas seccionadoras en estos esquemas de automatización es que su instalación requiere de análisis menos complejo que cuando se utilizan reconectores, ya que no es necesario asegurar la coordinación de protecciones entre cuchillas seccionadoras o entre estas y los reconectores del alimentador. Esta es una ventaja en aplicaciones donde no es viable asegurar la coordinación de protecciones entre reconectores para las diferentes configuraciones posibles generadas por los esquemas de automatización de la distribución. Además, cuando se utilizan reconectores en este tipo de esquemas es una práctica común revisar periódicamente y actualizar (si es necesario) los ajustes de protección para tomar en consideración cambios en la configuración y demanda del alimentador. Esto no es necesario cuando se utilizan cuchillas seccionadoras, lo cual simplifica las labores de operación y mantenimiento de la distribuidora, por esta razón, este tipo de aplicación ha ganado popularidad. Sin embargo tiene la desventaja de incrementar el número de clientes afectados por interrupciones momentáneas durante la secuencia de operaciones requerida para la identificación y aislamiento de fallas y restauración del servicio. Por esta razón una solución de compromiso es utilizar una combinación de reconectores y cuchillas seccionadoras en esquemas de automatización de la distribución, los reconectores en ubicaciones donde se puede garantizar la coordinación de protecciones, y las cuchillas seccionadoras en ubicaciones donde se espera que las operaciones de reconfiguración sean frecuentes y/o donde no sea posible asegurar la coordinación de protecciones entre reconectores.



Figura 3.15. Cuchilla seccionadora [1]





### **3.7.4.3. Seccionalizadores**

Es un dispositivo que aísla automáticamente las secciones en falla de un alimentador una vez que un interruptor de circuito o reconectador ubicado aguas arriba ha interrumpido la corriente de falla respectiva. El seccionalizador no tiene capacidad de interrupción de corriente de falla por lo tanto debe ser utilizado en conjunto con un dispositivo de respaldo que cuente con esta capacidad.

Cuando una falla ocurre aguas abajo del seccionalizador, este registra la corriente de falla (la cual excede la corriente mínima de actuación del seccionalizador) y cuenta el número de pérdidas o ausencias de tensión debidas a las operaciones de reconexión del dispositivo ubicado aguas arriba (interruptor de circuito o reconectador), el cual se encarga de interrumpir la corriente de falla. Una vez que se alcanza un número de ausencias de tensión predefinido y mientras el dispositivo de respaldo está abierto, el seccionalizador realiza una operación de apertura para aislar la sección en falla. Posteriormente el dispositivo de respaldo realiza una operación de reconexión exitosa y restaura el servicio a los clientes ubicados entre ambos dispositivos. Si la falla es de naturaleza temporal el seccionalizador se reinicia una vez que la falla es extinguida por las operaciones de reconexión del dispositivo de respaldo.

Tradicionalmente el seccionalizador ha sido utilizado en ubicaciones donde no es posible asegurar la coordinación de protecciones entre reconectadores, o entre reconectadores y fusibles. Sin embargo, la introducción de reconectadores con controladores basados en microprocesadores, los cuales disponen de una gran variedad de curvas de tiempo-corriente y modos de operación (incluyendo como interruptor o dispositivo de seccionamiento) y la reducción en los costos de los mismos, así como la comercialización de reconectadores monofásicos montados en porta-fusible, han disminuido la popularidad del seccionalizador. Sin embargo, este continúa siendo una opción viable para algunas aplicaciones especiales donde no es posible o es difícil utilizar reconectadores, por razones técnicas y/o económicas. El seccionalizador puede ser trifásico o



monofásico y puede ser montado en poste o en porta-fusibles, estas diferentes opciones son mostradas en la Figura 3.16.



Figura 3.16. Seccionadores trifásicos y monofásicos montados en poste y porta fusible [1]

#### 3.7.4.4. Bancos de capacitores conmutados

Los bancos de capacitores conmutados son similares a los bancos de capacitores convencionales. La principal diferencia es que los capacitores conmutados son equipados con dispositivos de medición, controladores y/o sistemas de comunicación mediante los cuales se controla su desconexión y reconexión automática en respuesta a variables de control locales o globales. Las variables de control típicamente utilizadas son tensiones y flujo de potencia reactiva local, tiempo y temperatura. Las variables de control global generalmente son determinadas por algoritmos de optimización de tensión y potencia reactiva que residen en sistemas de gestión de distribución (DMS) e incluyen pérdidas mínimas, y potencia reactiva o perfil de tensiones plano del alimentador.



Figura 3.17. Banco de capacitores conmutado montado en poste

#### **3.7.4.5. Reguladores de tensión de línea**

Los reguladores de tensión de línea son autotransformadores equipados con un sistema de cambiadores de derivaciones bajo carga que permiten controlar la tensión en puntos específicos de los alimentadores de distribución. Su utilización permite mantener la tensión en estos puntos constante (o dentro de un rango de valores predefinido) y compensar automáticamente bajo carga las fluctuaciones de tensión que ocurren durante la operación normal del sistema de distribución y que son debidas a las variaciones diarias, semanales, mensurales y estacionales de la demanda.

Los reguladores de tensión de línea pueden ser monofásicos para montaje en poste o en plataforma y pueden tener la capacidad de ser operados individualmente (un regulador en un ramal monofásico) o en tándem (tres reguladores en un troncal o ramal trifásico o dos reguladores en un ramal bifásico) de tal forma que permitan regular la tensión de cada fase de las líneas de distribución de forma individual.

La Figura 3.18 muestra un conjunto de tres reguladores monofásicos de tensión línea instalados en tándem. Los reguladores deberán tener un rango de regulación de  $\pm 10\%$  con respecto a la tensión nominal y realizar la función de regulación de forma automática utilizando un cambiador de derivaciones bajo carga de 32 pasos, con un rango de regulación individual de  $5/8\%$  por paso con respecto a la tensión nominal.



Figura 3.18.Reguladores de tensión de línea [Autor]

Los reguladores de tensión pueden estar equipados con un controlador basado en microprocesadores que puede ser supervisado y controlado en tiempo real vía SCADA, de tal forma que todos sus ajustes de control de tensión puedan ser modificados remotamente, y todas sus operaciones pueden ser controladas completamente de forma remota vía SCADA, ya sea mediante instrucciones emitidas por el operador del centro de control de distribución o por un controlador de un esquema avanzado de automatización de distribución.

#### **3.7.4.6. Indicadores de Circuito Fallado (*Faulted Circuit Indicators*)**

Los indicadores de circuito fallado o indicadores de falla son dispositivos que proveen indicación visual y/o auditiva de la presencia de una falla en un alimentador de distribución. Los indicadores de falla, como el mostrado en la Figura 3.19, son instalados en ubicaciones estratégicas a lo largo de los alimentadores de distribución (por ejemplo, después de ramales principales, a lo largo de alimentadores de gran longitud, y en conjunto con dispositivos de seccionamiento sin capacidad de detección de falla como cuchillas



seccionadoras) con el propósito de facilitar la ubicación de fallas, reducir la duración de las interrupciones de servicio y de esta forma mejorar la confiabilidad del sistema de distribución.



Figura 3.19. Indicadores de falla [1]

Los indicadores de falla consisten de sensores especializados que se activan automáticamente al detectar la circulación de corriente de falla a través de la ubicación del alimentador donde están instalados seguida de la pérdida de tensión en el mismo debida a la operación de un dispositivo de protección, esta última característica está diseñada para prevenir activaciones erróneas.

Generalmente la distribuidora instala varios conjuntos de indicadores de falla a lo largo de los alimentadores de distribución y utiliza las señales de indicación de falla para reducir el espacio de búsqueda e identificar las secciones donde la falla está ubicada. La lógica detrás de la utilización de los indicadores de falla se muestra en la Figura 3.20, los indicadores I1 e I2 han sido activados por la circulación de corriente de falla, mientras que los indicadores I3 e I4 se mantienen inactivos, por lo tanto la falla debe estar ubicada entre los indicadores I2 e I3.

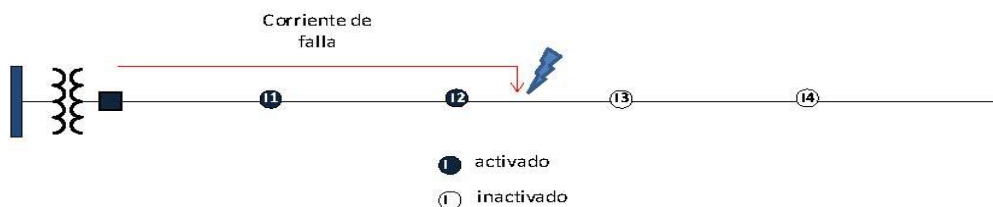


Figura 3.20. Utilización de indicadores de falla para localizar interrupciones del servicio



Los indicadores de falla deben tener la capacidad de ser supervisados en tiempo real vía SCADA y proveer indicación visual evidente para ser utilizada en el campo por las cuadrillas de reparación e indicación remota a ser utilizada por el operador del centro de control de distribución y sistemas de gestión de interrupciones (OMS) y sistema de gestión de distribución (DMS).

#### **3.7.4.7. Sensores de tensión y corriente**

Los sensores de tensión y corriente son necesarios para recolectar datos del sistema de distribución que pueden ser procesados y utilizados en funciones avanzadas de automatización de la distribución como optimización de tensión y potencia reactiva y localización y aislamiento de fallas y restauración del servicio. La mayoría de los dispositivos modernos de protección y control y regulación de tensión, como los descritos en esta sección tienen incorporados sensores de tensión y corriente que permiten monitorear en tiempo real vía SCADA, no solo estas variables, sino también flujos de potencia activo y reactivo.

Los sensores pueden tener la capacidad de ser supervisados en tiempo real vía SCADA que permita su utilización en esquemas avanzados de automatización de distribución. Los sensores deberán suministrar lecturas de valores de tensión y corriente con precisión similar a la de los medidores de energía activa (kWh) utilizados convencionalmente por la distribuidora y disponer de salidas de tensión de 120 V que puedan ser utilizadas como señales de control para equipos de protección y seccionamiento, y equipos de control y regulación de tensión.



Figura 3.21. Sensor individual de tensión y corriente [1]



### 3.8. CONCLUSIONES

La automatización de la distribución (DA) es el concepto fundamental en la consolidación de una red de distribución inteligente, más eficiente y confiable. Los principales cuerpos de investigación y desarrollo de la energía eléctrica convergen al definir DA como la amalgama de tecnologías de la computación, comunicaciones y sensores aplicada a los sistemas eléctricos de distribución para su monitoreo y operación óptimos. La automatización puede ser local, tele-controlada o centralizada. El árbol de decisión de automatización puede ayudar a decidir el grado de automatización requerido para un equipo de seccionamiento. El estado del arte de la automatización de la distribución exige el control remoto del equipamiento primario de alimentador. Por lo tanto, la infraestructura de comunicaciones juega un rol fundamental en el despliegue de DA.

En la práctica, la automatización mediante control remoto del equipamiento primario requiere de elementos de campo tipo ARD (*Automation Ready Devices*) y de una arquitectura de control y comunicación adecuada. Un dispositivo ARD puede ser conseguido mediante dos estrategias: modernización del equipamiento existente, o despliegue de equipo nuevo preparado para la automatización.

Este capítulo desarrolló los conceptos teóricos esenciales para el diagnóstico de la red de distribución previo a la implantación de las funciones de automatización. Dentro del ámbito de la presente tesis, se evaluará, en su estado original, el grado de preparación para la automatización y el nivel de automatización del equipamiento de maniobra desplegado en la red de distribución de CENTROSUR.

Sobre la base de los mismos conceptos, se podrá realizar un diagnóstico al final de la implementación, con lo cual se podrá establecer un análisis comparativo de la automatización de la distribución.



### 3.9. REFERENCIAS

- [1] Quanta Technology, LLC; "Planificación y Automatización de la Distribución"; Reporte Final, documento 12D030-RPT-4; Febrero, 2014.
- [2] Mohagheghi, S.; Mousavi, M.; Stoupis, J.; Wang, Z.; "*Modeling distribution automation system components using IEC 61850*"; Power & Energy Society General Meeting, 2009; PES '09, IEEE, vol., no., pp.1, 6, 26-30; Julio, 2009.
- [3] Uluski, R.; "*Creating Smart DISTRIBUTION through AUTOMATION*"; PACWorld; Marzo, 2012.
- [4] Uluski, R.; "*Distribution Automation – Smart Feeders in a Smart Grid World*"; Quanta Technologies, LLC; 2010.
- [5] Momoh, J.; "*Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control*"; CRC Press; Septiembre, 2007.
- [6] Gers, J.M.; "*Distribution System Analysis and Automation*"; The Institution of Engineering and Technology; IET power and energy series 68; United Kingdom, 2013.
- [7] Rudd, S.E.; Kirkwood, J.D.; Davidson, E.M.; Strachan, S. M.; Gutterson, V. M.; McArthur, S. D. J.; "*Intelligent Monitoring of Distribution Automation*"; PACWorld; Marzo 2012.
- [8] Li, T.; Xu, B.; "*The self-healing technologies of smart distribution grid*"; Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on , vol., no., pp.1, 6, 13-16; Septiembre, 2010.
- [9] Chong-Gu, Y.; Huan, T.; "*The research of feeder automation based on IEC61850*"; Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on, vol., no., pp.1,4, 10-14; Septiembre, 2012.
- [10] Lijun, Q.; Qiyang, M.; "*Smart distribution network and its key technology*"; China power press, Beijing, 15-20; 2010.





- [11] Uluski, R.; "*Distribution Management Systems*"; Electric Power Research Institute; Cleveland – Ohio; 20 de Julio de 2011.
- [12] Higgins, N.; Vyatkin, V.; Nair, N.C.; Schwarz, K.; "*Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control*"; Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, IEEE Transactions on; vol.41, no.1, pp.81, 92; Enero, 2011.
- [13] Mohagheghi, S.; Mousavi, M.; Stoupis, J.; Wang, Z.; "*Modeling distribution automation system components using IEC 61850*"; Power & Energy Society General Meeting, 2009; PES '09, IEEE, vol., no., pp.1, 6, 26-30; Julio, 2009.
- [14] Giacomoni, A.M.; Amin, S.M.; Wollenberg, B.F.; "*A Control and Communications Architecture for a Secure and Reconfigurable Power Distribution System: An Analysis and Case Study*"; Proceedings of the 18th World Congress of the International Federation for Automatic Control (IFAC); Agosto, 2011.
- [15] Friend, F.; Johnson, G.; Mugalian, B.; Micu, C.; Sufana, C.; Siew, C.; Patti, C.; Goodrich, D.; Lukach, D.; Parker, D.; Soudi, F.; Jester, J.; Vico, J.; Sperl, J.; Tengdin, J.; Gers, J.; Donahoe, K.; Black, M.; Meisinger, M.; Heavey, P.; Carroll, P.; Lascu, R.; Venkata, S.S.M.; Hodder, S.; Ortiz, V.; Hartmann, W.; "*Effect of Distribution Automation on Protective Relaying*"; Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for, vol., no., pp.193,228; Marzo – April, 2014.
- [16] Gers, J.M.; "*Distribution System Analysis and Automation*"; The Institution of Engineering and Technology; IET power and energy series 68; United Kingdom, 2013.
- [17] Rudd, S.E.; Kirkwood, J.D.; Davidson, E.M.; Strachan, S. M.; Gutterson, V. M.; McArthur, S. D. J.; "*Intelligent Monitoring of Distribution Automation*"; PACWorld; Marzo 2012.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- [18] Northcote-Green, J.; Wilson, R.; "Control and Automation of Electric Power Distribution Systems"; Taylor & Francis Group; Boca Raton, 2007.



# Capítulo 4

---

## 4 APLICACIONES AVANZADAS Y ARQUITECTURAS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

---

### 4.1. INTRODUCCIÓN

La automatización de la distribución (*Distribution Automation* - DA), según se expuso en el capítulo anterior, permite a las empresas de electricidad implementar técnicas modernas para mejorar la confiabilidad, eficiencia y calidad del servicio de energía eléctrica. La automatización de la distribución también es referida como automatización de alimentador (*Feeder Automation* - FA) [16], por lo que ambos términos se utilizarán indistintamente dentro del presente capítulo.

La primera parte de este capítulo aborda, de forma general, las principales funciones primarias y avanzadas de la automatización de la distribución. Luego, las aplicaciones avanzadas de DA son estudiadas mediante un análisis detallado de la aplicación FLISR (*Fault Location, Isolation and Service Restoration*), incluyendo varios escenarios de lógicas de control. Además se introduce los principales conceptos del control Volt/VAr (VVC). Finalmente, se realiza un examen minucioso de las principales arquitecturas de control para la automatización. Se observa un especial interés en la arquitectura semi-centralizada basada en los sistemas de automatización de subestación.



## 4.2. FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (DA)

DA, en su concepción más amplia, cubre las siguientes funciones primarias [15]:

Monitoreo remoto:

- Comúnmente utiliza protocolos SCADA tales como DNP3 o protocolos de medición.
- Detección de la falla en dispositivos de alimentador (p. ej., Indicadores de circuito fallado - FCI<sup>37</sup>).
- Mediciones de circuito (p. ej., voltaje, corriente de falla o de estado estable, potencia activa y reactiva de circuitos aéreos y subterráneos).
- Mediciones de carga (p. ej., energía, voltaje, corriente y potencia activa y reactiva a través de medidores AML o generación distribuida).

Monitoreo remoto con control:

- Comúnmente utiliza protocolos SCADA tales como DNP3.
- Control de Voltaje y VAR (p. ej., medición de potencia y voltaje o regulación de VAR con bancos de capacitores o reguladores de voltaje de línea).
- Control de generación (p. ej., medición de potencia).
- Monitoreo remoto con reconfiguración de circuito:
- Comúnmente utiliza protocolos SCADA tales como DNP3.
- Estatus del equipamiento (p. ej., apertura/cierre de interruptores)
- Detección de la falla, aislamiento y restauración (p. ej., detección de falla, medición de potencia, apertura/cierre de reconectores)

Reportes:

- Comúnmente utiliza protocolos de transferencia de archivos.
- Medición de calidad de la energía (p. ej., contenido armónico desde medidores inteligentes o dispositivos de campo).

---

<sup>37</sup> *Faulted Circuit Indicator* – FCI, ver capítulo 3 - sección 3.7.4



- Registro de disturbios (p. ej., oscilografías desde medidores o dispositivos de campo).

Análisis/Evaluación:

- Localización precisa de la falla (p. ej., basado en análisis de corrientes de falla, voltajes y registros de disturbios).
- Capacidad de reserva para reconfiguración de circuitos (p. ej., basado en capacidades de equipos asumidas o mediciones históricas de potencia).
- Análisis por software (p. ej. modelo de flujos de potencia de la red de distribución en tiempo real y en modo estudio) [4].

Las funciones primarias indicadas anteriormente, utilizadas de forma conjunta forman la base de las funciones avanzadas de la DA. En general, las funciones avanzadas de la automatización de la distribución pueden ser divididas en dos categorías principales: funciones de nivel de cliente y funciones de nivel de sistema. Las funciones de nivel de cliente incluyen el control de carga, lectura remota del medidor, y conexiones/desconexiones remotas. Las funciones de nivel de sistema están relacionadas con la operación del sistema y requieren la instalación de dispositivos inteligentes en diferentes puntos de la red de distribución, tales como subestaciones y alimentadores. Las principales funciones a nivel de sistema son [3], [10], [16]:

- Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio
- Reconfiguración del alimentador y balanceo de transformadores
- Extensión de la vida útil de transformadores
- Control de voltaje y potencia reactiva mediante capacitores
- Control de voltaje mediante reguladores
- Control LTC (*Load Tap Changer*) de transformadores de subestaciones
- Monitoreo del sistema de distribución



#### **4.2.1. Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio**

Un sistema de distribución, particularmente con redes aéreas, está expuesto a varios tipos de fallas. El uso de seccionamiento automatizado del alimentador permite la detección de estas fallas, determinando su ubicación (entre dos o más equipos de seccionamiento), aislando la sección en falla, y restaurando el servicio a los segmentos no afectados del alimentador. La restauración del servicio utiliza fuentes alternativas para restablecer rápidamente el suministro de electricidad asegurando que los niveles de voltaje estén dentro del rango aceptable y evitando cualquier sobrecarga. En el numeral 4.3.1 se ampliarán los conceptos de esta función.

#### **4.2.2. Reconfiguración del alimentador y balanceo de transformadores**

La reconfiguración del alimentador se refiere a la operación de los equipos de seccionamiento (reconectores, seccionadores, etc.) para reconfigurar la topología del alimentador y mejorar las condiciones operativas del sistema. Esta función es ejecutada bajo condiciones normales del sistema para reducir las pérdidas e incrementar la confiabilidad. Además, ayuda a minimizar las caídas de tensión sobre los alimentadores. Por otro lado, las pérdidas totales de los transformadores de las subestaciones pueden ser reducidas si éstos son cargados en proporción a su capacidad evitando cargar ciertos transformadores más que otros. La reconfiguración de alimentador representa grandes beneficios para las distribuidoras, sin embargo no siempre es posible lograr simultáneamente todos los objetivos.

#### **4.2.3. Extensión de la vida útil de los transformadores**

Normalmente, los transformadores de las subestaciones operan con cargas más bajas que su capacidad nominal. Sin embargo, durante emergencias (tales como la falla de un transformador), estos pueden llegar a operar con cargas superiores a su capacidad. La duración de la sobrecarga debe ser limitada a fin de evitar arriesgar la vida útil del equipo.



En un proceso manual, el operador del centro de control debe confiar en un método de prueba - error para conseguir un nivel adecuado de carga. Secuencialmente conectará más carga al transformador cuidando de no sobrepasar un cierto límite. Si este límite es superado, el operador desconectará uno o varios alimentadores. Este proceso puede repetirse hasta alcanzar el nivel deseado. La conexión y desconexión de carga puede causar estrés al transformador reduciendo significativamente su vida útil. Mediante la automatización, esta tarea puede ser ejecutada sin estrés sobre el transformador. Para ello se requiere equipamiento de monitoreo del transformador, incluyendo la temperatura del aceite y los devanados. La temperatura del aceite y los devanados determinan el nivel de sobrecarga posible bajo ciertas condiciones de carga.

#### **4.2.4. Control de voltaje y potencia reactiva mediante capacitores**

Los capacitores son utilizados para gestionar el nivel de tensión y la potencia reactiva de una red de distribución. DA permite conseguir configuraciones óptimas de capacitores mediante la conmutación coordinada de los bancos de capacitores bajo diferentes condiciones de carga. Para ello se requiere de mediciones de potencia activa/reactiva y tensiones y corrientes en varios puntos de la red.

#### **4.2.5. Control de voltaje mediante reguladores**

Los reguladores de tensión de línea permiten un control más fino del voltaje, particularmente en las líneas de distribución largas donde las caídas de tensión son altas. Estos equipos mantienen la tensión de salida dentro de una banda específica ante variaciones de la tensión de entrada. DA habilita la operación coordinada de los reguladores junto con los bancos de capacitores para reducir las pérdidas y obtener mejores perfiles de tensión en los alimentadores bajo diferentes condiciones de carga.



#### **4.2.6. Control LTC (*Load Tap Changer*) de transformadores**

Los transformadores de potencia de las subestaciones pueden tener control LTC para cambiar la posición de la toma central en respuesta a la carga. Si una subestación tiene dos transformadores que operan en paralelo, el dispositivo de control LTC de cada transformador debe trabajar de forma coordinada con el otro para mantener el mismo nivel de salida de tensión. Este procedimiento puede ser controlado remotamente mediante un esquema de DA.

#### **4.2.7. Monitoreo del sistema de distribución**

El propósito del monitoreo del sistema de distribución es semejante a las funciones SCADA tradicionales. El monitoreo permite la adquisición de datos necesarios para varias de las funciones de distribución. Algunas de estas funciones requieren datos en tiempo real para la toma de decisiones. Además, los datos en tiempo real son usados para informar al operador, mediante alarmas, de cualquier condición anormal del sistema. Otros datos son almacenados en registros históricos y utilizados para la planificación del sistema de distribución.

### **4.3. APLICACIONES AVANZADAS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

Como se mencionó en la introducción del capítulo, generalmente la automatización de la distribución también es referida como automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*) [16], por lo que los dos términos se emplearán para hacer mención a un mismo concepto. La automatización de alimentador es una instancia ampliamente reconocida dentro del sistema de automatización de la distribución, y define las tecnologías críticas para la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución [9].

La automatización de alimentador (FA) está dedicada al monitoreo y control de los dispositivos instalados en las líneas de media tensión de la red de distribución, tales como reconectores, seccionadores, seccionalizadores, bancos de capacitores, reguladores de tensión, indicadores de circuito





fallado, etc., mediante el uso de infraestructura de comunicaciones y tecnologías de la información [4].

FA es la clave para alcanzar un sistema de distribución inteligente. Sin FA, las maniobras de operación y búsqueda de fallas son realizadas manualmente por los grupos de campo, los cuales necesitan recorrer físicamente la ruta del alimentador. Esta práctica prolonga el tiempo de las maniobras y extiende los tiempos de interrupción. Estas tareas pueden ser efectuadas de manera automática mediante la implementación de aplicaciones avanzadas de FA, tales como FLISR y Volt/Var Control. Estas aplicaciones son descritas a continuación.

#### **4.3.1. Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (*Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR*)**

Una de las características más importantes de las redes inteligentes es su habilidad para auto-recuperarse (*self-healing*<sup>38</sup>) [5]. Esto no significa que la Smart Grid será capaz de reparar el equipamiento dañado y volverlo a poner en servicio automáticamente. La función de auto-recuperación restablece el servicio automáticamente, y a la máxima brevedad, a la mayor cantidad de consumidores como sea posible, mientras los grupos de trabajo de campo realizan las reparaciones necesarias [8]. La aplicación DA que permitirá la creación de una red “auto-curativa” es la aplicación FLISR [2].

FLISR se fundamenta en un plan de maniobras para re-energizar secciones de un circuito que han sido des-energizadas debido a una falla permanente en el alimentador. Una vez que el plan de maniobras es elaborado, FLISR lo puede ejecutar automáticamente en menos de un minuto a partir de la ocurrencia de la falla [5]. Esto requiere la aplicación de equipo de seccionamiento controlado remotamente, controladores de campo y sistemas de comunicaciones [16].

---

<sup>38</sup> En analogía a la función inmunológica del cuerpo humano, la auto-recuperación o literalmente auto-curación (*self-healing*) proporciona resistencia a la red eléctrica permitiéndole mitigar cualquier riesgo (falla) interno o externo y asegurar la estabilidad de la red y la calidad del servicio [8].



Sin FLISR algunas secciones del alimentador quedarán sin servicio hasta que los grupos de trabajo lleguen al sitio de la falla. La figura 4.1 presenta una línea de tiempo con la secuencia de actividades desde la aparición de la falla hasta la normalización del servicio, sin FLISR [2]. En respuesta a los reportes de interrupción del servicio por parte de los clientes (por ejemplo mediante llamadas telefónicas), los grupos de trabajo de campo se trasladan hasta la ubicación aproximada de la falla identificada por los IED e indicadores de circuito fallado (*Faulted Circuit Indicators* - FCI)<sup>39</sup> o estimada mediante OMS<sup>40</sup> [5]. Luego que el grupo de trabajo localiza el daño, debe hacer las reparaciones necesarias para lo cual previamente aísla la sección con el problema y ejecuta maniobras manuales para restablecer el servicio a la mayor cantidad de usuarios. En este escenario, los usuarios conectados a las secciones no afectadas experimentarán un corte del servicio durante varias horas.

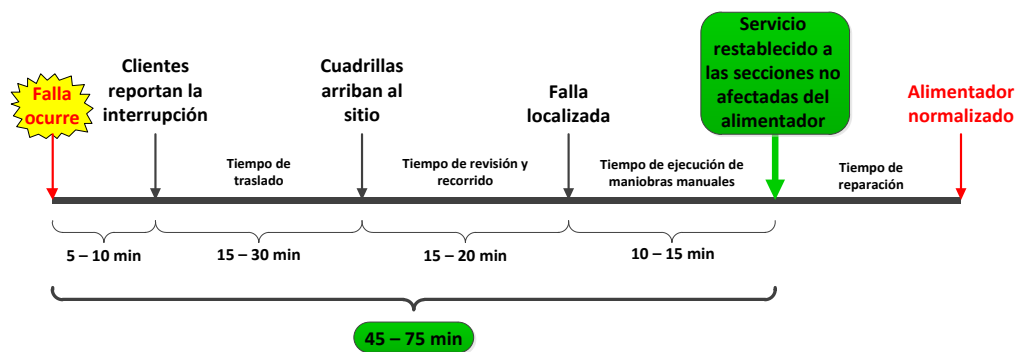


Figura 4.1. Secuencia de actividades de restauración del servicio sin FLISR [2].

Mediante la aplicación de un esquema FLISR, el tiempo de interrupción se puede reducir a menos de un minuto, como se muestra en la figura 4.2. Cuando ocurre una falla, los indicadores de falla montados en los equipos de seccionamiento controlados remotamente reportan el evento a la inteligencia FLISR [2]. Antes de ejecutar cualquier acción de control, la aplicación FLISR concederá un período de tiempo para que los esquemas convencionales de protección y control (por ejemplo, reconectadores automáticos) puedan operar a través de su inteligencia local [11]. Si la secuencia de recierre no es exitosa, entonces las acciones de control FLISR son iniciadas.

<sup>39</sup> Ver capítulo 3, sección 3.7.4.  
<sup>40</sup> *Outage Management System*

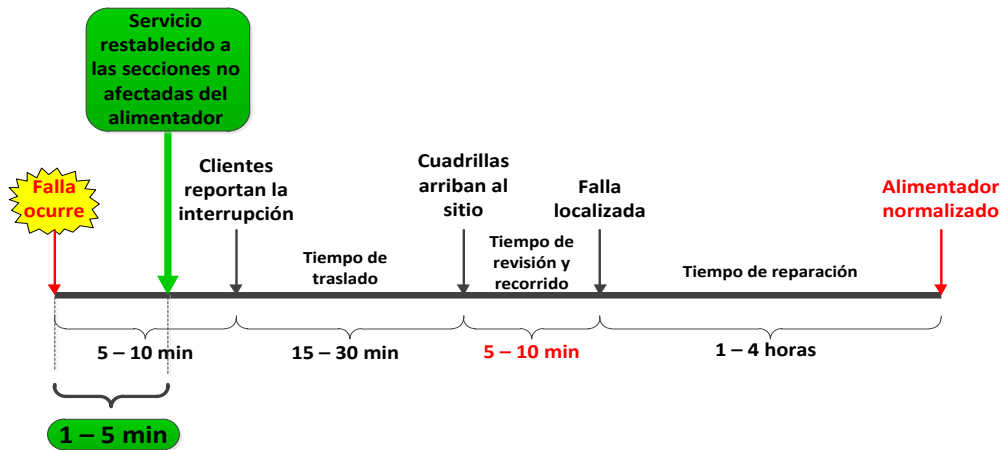


Figura 4.2. Restauración del servicio con un esquema FLISR [2].

La función de aplicación FLISR detecta automáticamente la presencia de la falla, determina su localización (entre dos interruptores de media tensión), envía los comandos de control para abrir los equipos de seccionamiento que limitan la sección dañada para aislar la falla, y cierran otros equipos de seccionamiento para restablecer el servicio a las secciones no afectadas del alimentador.

El estado del arte de FA (*Feeder Automation*) permite que estas acciones sean completadas sin intervención manual, es decir mediante control totalmente automático. El proceso es el siguiente [5]:

**Paso 1 - Detección de la falla:** FLISR debería operar únicamente después de un corto circuito en el alimentador, y no cuando el circuito es desenergizado debido a operaciones manuales o por deslastre de carga por baja frecuencia o baja tensión. Uno o más detectores de falla pueden iniciar la operación FLISR cuando detectan corrientes con niveles de falla, como se representa en la figura 4.3. En la práctica, la detección de la falla se realiza con IED en la subestación o con reconectores de línea con controladores incorporados, que además proveen una señal para iniciar la operación FLISR.

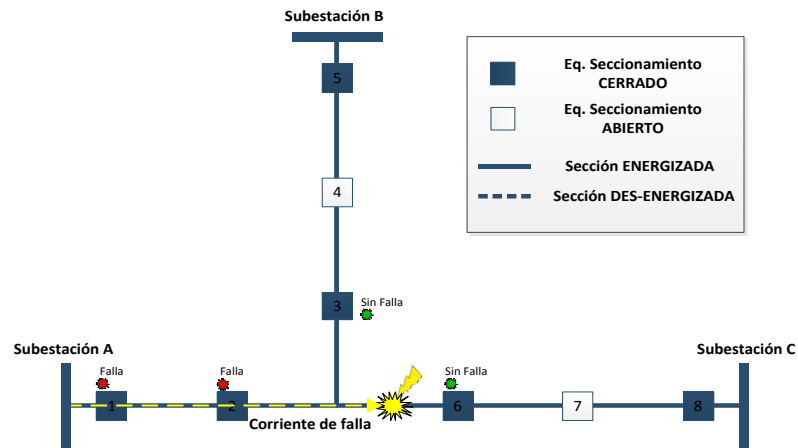


Figura 4.3. Paso 1 - Detección de la falla [5]

**Paso 2 – Localización de la falla:** El siguiente paso es determinar la sección del alimentador que contiene la falla. Una “sección” es una porción del alimentador limitado por equipos de seccionamiento controlados remotamente. Cada equipo de maniobra incluye un indicador de falla (*Faulted Circuit Indicator* - FCI) que determina si una corriente de falla ha circulado a través del equipo de seccionamiento [2]. Esto indicaría la presencia de una falla aguas abajo de ese equipo de seccionamiento. FLISR utiliza las indicaciones de estatus del FCI y el conocimiento de la topología actual del alimentador (*“as operated”*) para determina cual es la sección en falla [7]. La sección en falla está limitada por un FCI que tiene la indicación de falla activa, y por uno o más FCI que no ven ninguna falla, como se muestra en la figura 4.4.

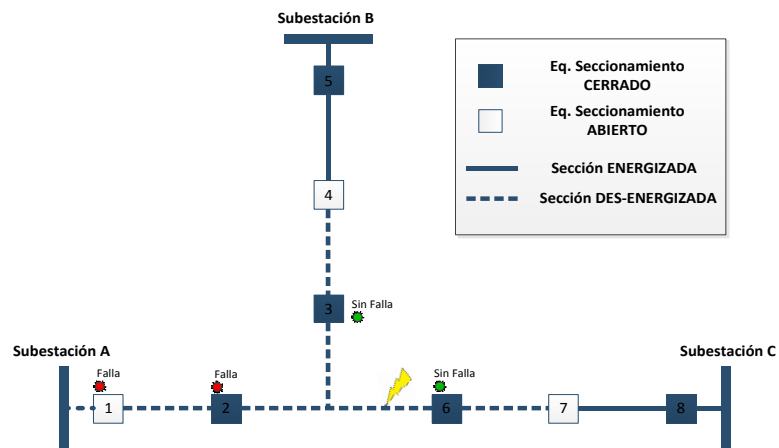


Figura 4.4. Paso 2 – Localización de la falla [5]



**Paso 3 – Aislamiento de la falla:** Sobre la base del análisis del paso 2, la lógica FLISR envía un comando de apertura a los equipos de seccionamiento necesarios para aislar la sección dañada del alimentador, según se presenta en la figura 4.5. En la práctica, la aplicación FLISR espera hasta que las secuencias de recierre estándar se completen antes de enviar estos comandos [11]. Esto garantiza que la reconfiguración del alimentador realizada por FLISR sea ejecutada únicamente bajo condiciones de falla permanente (el alimentador no se debería reconfigurar si la falla es temporal).

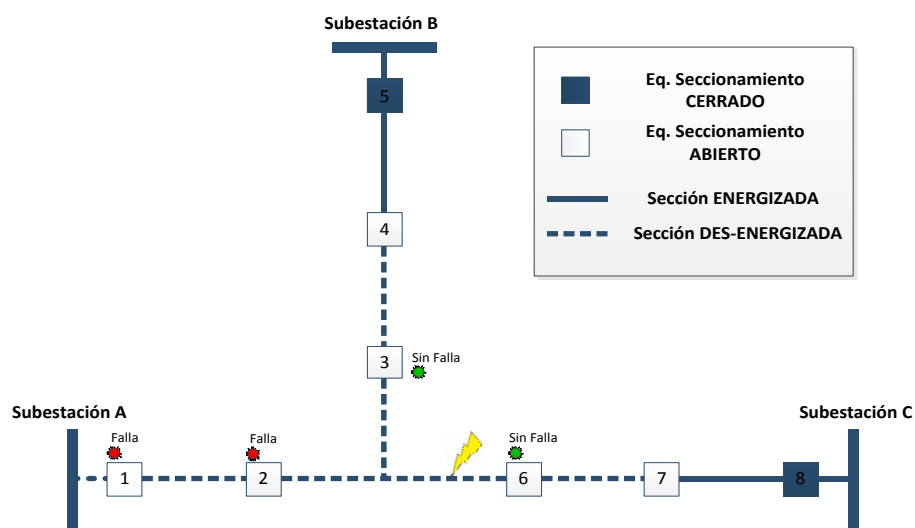


Figura 4.5. Paso 3 – Aislamiento de la falla [5]

**Paso 4 – Restauración del Servicio:** Una vez que la sección dañada del alimentador está aislada, FLISR intenta restaurar el servicio a la mayor cantidad de secciones sanas o no afectadas del alimentador, mediante las fuentes disponibles como se muestra en la figura 4.6.

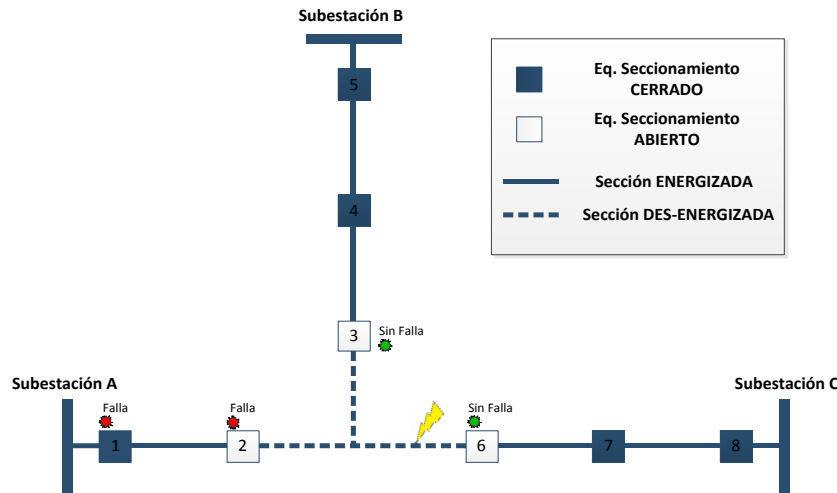


Figura 4.6. Paso 4 – Restauración del servicio [5]

Las fuentes disponibles incluyen a cualquier fuente de respaldo (generalmente otros alimentadores) conectados al alimentador fallado mediante interruptores de enlace tele-controlados normalmente abiertos, que tiene capacidad de reserva para asumir la carga adicional. Todas las secciones del alimentador que están aguas arriba de la sección dañada, cercanas a la subestación, pueden ser re-energizadas desde la fuente original sin verificación de capacidad disponible. Sin embargo, para restaurar las secciones que están aguas abajo de la sección dañada, el alimentador debe tener al menos una fuente de respaldo (otro alimentador) con suficiente capacidad para asumir la carga adicional a ser transferida. Si no existen fuentes de respaldo adecuadas, FLISR no ofrece ningún beneficio adicional que no pueda obtenerse simplemente con reconectores sin control supervisorio ni inteligencia FLISR.

FLISR puede mantener un registro de la carga en cada sección del alimentador (por ejemplo, el promedio de los valores medidos en cada interruptor dentro de un lapso de 15 minutos [11]). De esta manera, FLISR determina la carga pre-falla en cada sección sana del alimentador, y entonces compara esa carga con la capacidad de reserva de las fuentes de respaldo. Si hay suficiente capacidad, los interruptores de enlace son cerrados para restablecer el servicio, caso contrario las secciones no afectadas permanecerán des-energizadas hasta que los grupos de trabajo lleguen al sitio [2].



Todo el procedimiento explicado puede ser ejecutado automáticamente, sin intervención manual, en menos de un minuto con la ayuda de software de aplicación moderno y comunicaciones con suficiente ancho de banda.

Implementaciones futuras de FLISR pueden utilizar mecanismos de respuesta de la demanda (*Demand Response* - DR) para restaurar secciones de alimentador con cargas mayores a la capacidad de las fuentes de respaldo<sup>41</sup>. Además, se podrá utilizar tecnología de micro-redes<sup>42</sup> con fuentes de energía distribuidas DER<sup>43</sup> como fuentes de respaldo para FLISR.

#### **4.3.1.1. Restricciones a considerar**

Las operaciones de restablecimiento ejecutadas por la aplicación FLISR deben permitir que el sistema satisfaga las siguientes restricciones [15] [16]:

- La capacidad de transporte de corriente de los transformadores y líneas debería estar dentro de los límites de diseño de la red.
- La caída de tensión debería permanecer dentro del margen establecido.
- El sistema debería continuar siendo radial.
- El número de operaciones del equipamiento debe mantenerse dentro de los límites.
- Los clientes importantes deben tener prioridad.
- El sistema debe ser balanceado tanto como sea posible.
- La coordinación de protecciones debe mantenerse.

#### **4.3.2. Control y optimización de voltaje y potencia reactiva (Volt/Var Control)**

Los sistemas de control Volt/VAr permiten mantener niveles aceptables de voltaje y factor de potencia, además de incrementar la eficiencia, reducir la demanda, y mejorar la calidad de la energía. Los sistemas VVO (*Volt/VAr*

---

<sup>41</sup> La ejecución de la respuesta a la demanda permite reducir el consumo de energía de los usuarios a través del Control Directo de la Carga (*Direct Load Control*) o con políticas tarifarias.

<sup>42</sup> *Microgrid*: Sistemas semi-autónomos conectados a la red principal de forma distribuida, capaces de generar y almacenar energía suficiente para sus usuarios, y funcionar en isla en condiciones de falla de la red principal [6].

<sup>43</sup> *Distributed Energy Resource* - DER



*Optimization*) son la siguiente generación de control Volt/VAr y deben incluir a las fuentes de energía distribuidas (DER) y responder automáticamente a los cambios de nivel de la salida de DER [10]. Además, los sistemas VVO deben operar eficazmente dentro de reconfiguraciones de alimentador, que ocurren frecuentemente en redes de distribución inteligentes [11].

VVO está conformado por dos partes [6]: control de potencia reactiva VAr y control de Voltaje. El control VAr es la gestión del flujo de potencia reactiva en un sistema de distribución. Su objetivo es mantener el factor de potencia de la red eléctrica lo más cercano a la unidad, reduciendo las pérdidas y minimizando el flujo de potencia reactiva desde las centrales de generación hacia la red de distribución. El control VAr se consigue instalando bancos de capacitores fijos y conmutables en las subestaciones y líneas de distribución, y activando estos bancos en función de las mediciones realizadas de forma local por los propios bancos, las cuales indican la necesidad o no de compensación de potencia reactiva.

El control de voltaje es la gestión del voltaje en todos los puntos a lo largo de la red de distribución. Su objetivo es mantener niveles aceptables de voltaje para cada uno de los usuarios de la red, en cualquier condición de carga. Una práctica común entre las distribuidoras es operar en el segmento superior del rango de voltaje aceptable, de manera que evitan caídas temporales del voltaje por debajo del rango de operación normal [5]. Sin embargo, en los últimos años, las empresas distribuidoras están buscando la eficiencia energética, ahorro de energía y reducción de la demanda, por lo que tienden a implantar planes de reducción del voltaje bajo ciertas condiciones de operación de la red, como en los períodos de carga pico (para reducción de la demanda), o incluso de forma continua (por ahorro de energía).

#### **4.4. LÓGICA DE CONTROL**

El uso de lógica de control ofrece la capacidad de ejecutar en forma autónoma una acción o conjunto de acciones. Esta capacidad permite crear un mecanismo de inteligencia que gobierne el desarrollo de un determinado





proceso. En los sistemas de automatización actuales, esta inteligencia genera una respuesta predefinida ante un conjunto de estímulos o variables de entrada (señales analógicas o binarias). En el futuro, la inteligencia de automatización podría tener la capacidad de aprendizaje para acoplarse a nuevas situaciones o mejorar su respuesta a condiciones conocidas.

El esquema de control de la automatización puede ser permisivo o activo [18].

- Esquema de automatización permisivo: La ocurrencia de la falla es determinada por la automatización, y en respuesta recomienda al operador un conjunto de acciones a seguir, quien aceptará o no ejecutarlas.
- Esquema de automatización activo: La ocurrencia de la falla es determinada por la automatización, y en respuesta ejecuta sus propias acciones recomendadas, luego de lo cual informa al operador que la rutina ha sido completada.

Consideremos la lógica de control usada para operar el sistema automatizado de distribución presentado en el diagrama de la figura 4.7.

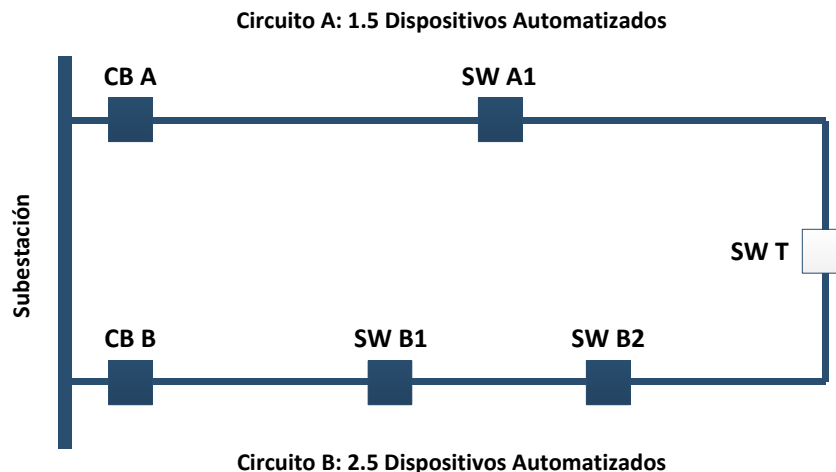


Figura 4.7. Alimentadores dentro de un esquema de control automatizado [18].

El ejemplo está conformado por dos circuitos, el circuito A y B, con 1.5 y 2.5 dispositivos automatizados, respectivamente. Dependiendo si los dispositivos automatizados tienen un indicador de falla (*Faulted Circuit Indicator - FCI*) y del nivel de automatización de cada dispositivo (esto es



control remoto o control local), tenemos nueve escenarios de análisis, como se ve en la tabla 4.1.

Escenario	Dispositivos Automatizados	FCI local	Sistema de control del equipo de seccionamiento
1	1.5 (Circuito A)	Sí	Remoto
2	2.5 (Circuito B)	Sí	Remoto
3	1.5 (Circuito A)	No	Remoto
4	2.5 (Circuito B)	No	Remoto
5	1.5 (Circuito A)	Sí	Local
6	2.5 (Circuito B)	Sí	Local
7	1.5 (Circuito A)	No	Local
8	2.5 (Circuito B)	No	Local

Tabla 4.1. Escenarios de automatización para el esquema de la figura 4.7 [18].

#### 4.4.1. Escenario 1: Automatización en Circuito A con 1.5 dispositivos automatizados con FCI y control remoto

Luego que CB A se abre, debemos:

- Verificar si CB A disparó por protecciones
- Verificar si la protección fue de falla a tierra sensitiva, lo que indica un daño en el interruptor.
- Verificar la indicación de falla en SW A1
- Si la indicación de falla no está activa, entonces la falla está entre CB A y SW A1, entonces abrimos SW A1 y cerramos SW T.
- Si la indicación de falla está activa, entonces la falla está entre SW A1 y SW T, entonces abrimos SW A1 y cerramos CB A.

En la figura 4.8 se esquematiza el diagrama de flujo de las maniobras ejecutadas en el escenario 1.

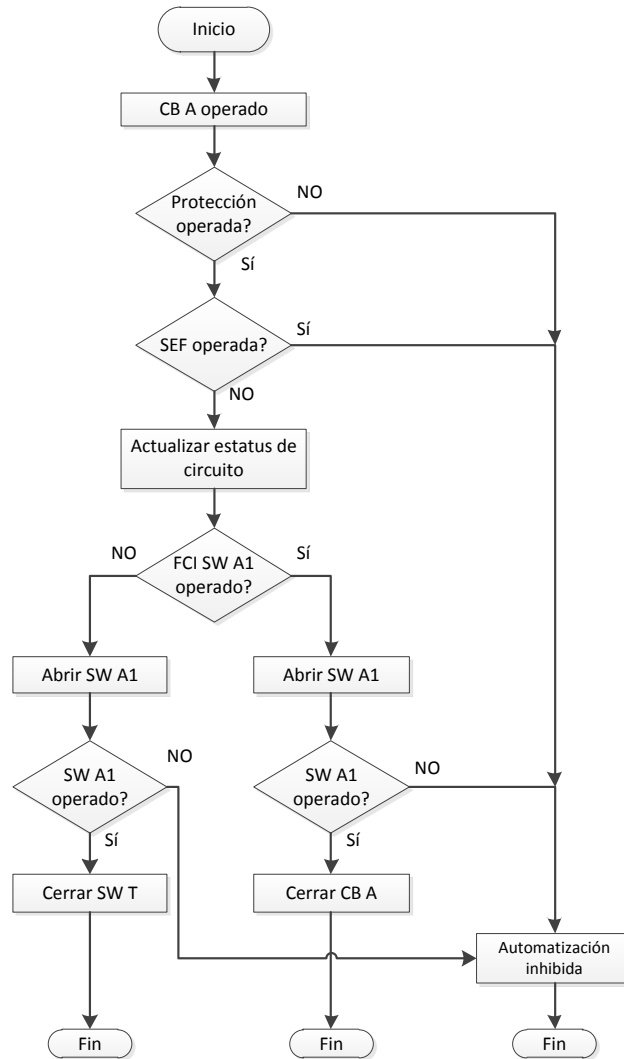


Figura 4.8. Diagrama de flujo para la lógica del escenario 1 de automatización [18]

#### 4.4.2. Escenario 2: Automatización en Circuito B con 2.5 dispositivos automatizados con FCI y control remoto

Si CB B se abre, debemos:

- Verificar que CB B disparó por protecciones
- Verificar si la protección fue de falla a tierra sensitiva, lo que indica un daño en el interruptor.
- Verificar la indicación de falla en SW B1 y SW B2.
- Si la indicación de falla en SW B1 y SW B2 no está activa en ambos, entonces la falla está entre CB B y SW B1, así que abrimos SW B1 y cerramos SW T.
- Si la indicación de falla en SW B1 está activa, y la indicación de falla en SW B2 no está activa entonces la falla está entre SW B1 y SW B2,



así que abrimos SW B1, abrimos SW B2, cerramos CB B y cerramos SW T.

- f) Si la indicación de falla en SW B1 y SW B2 está activa en ambos, entonces la falla está entre SW B2 y SW T, así que abrimos SW B2 y cerramos CB B.
- g) Si la indicación de falla en SW B1 no está activa, y la indicación de falla en SW B2 está activa entonces puede haber un malfuncionamiento y la lógica de automatización es inhibida.

En la figura 4.9 se esquematiza el diagrama de flujo de la rutina del escenario 2.

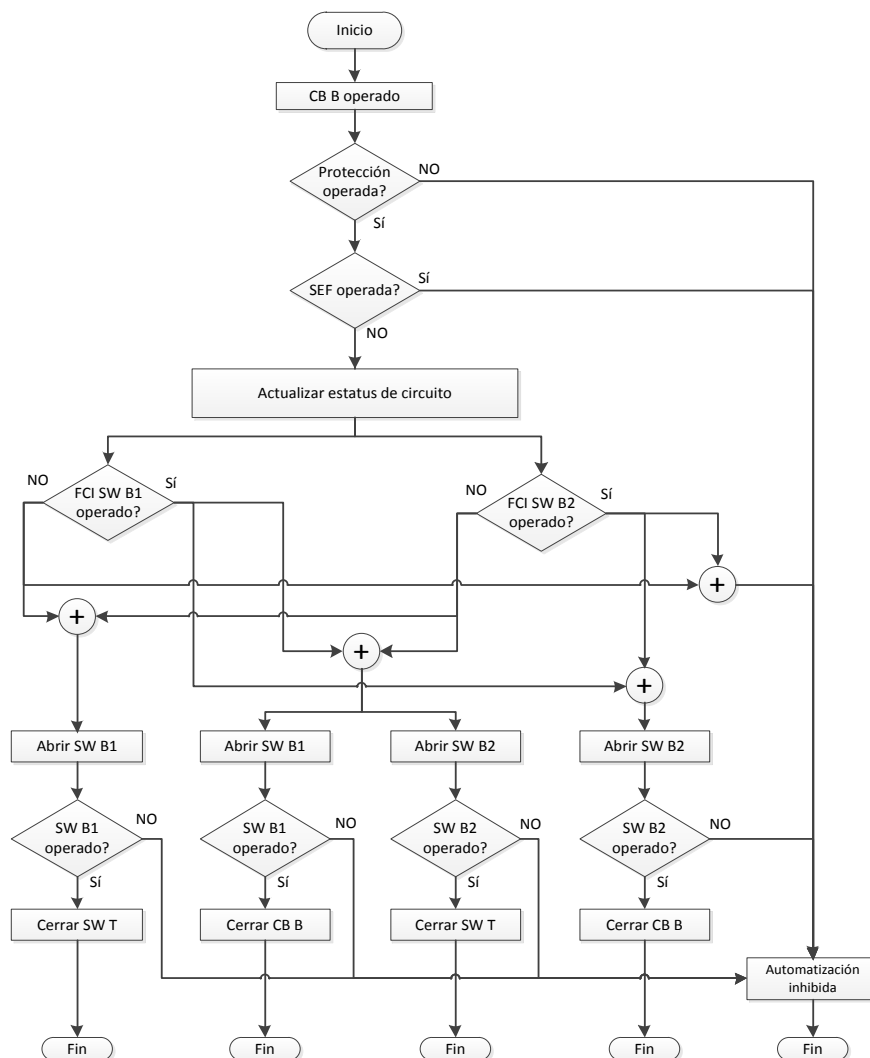


Figura 4.9. Diagrama de flujo para la lógica del escenario 2 de automatización [18]



#### **4.4.3. Escenario 3 y 4: Automatización sin FCI**

La única forma de determinar la ubicación de la falla es mediante pruebas de re-energización del circuito luego de abrir uno o más interruptores y verificar para cada intento que la sección con falla se haya desconectado. Debido a los varios intentos de cierre bajo condiciones de falla, el sistema eléctrico es expuesto a condiciones de estrés<sup>44</sup>, por lo que este método no es recomendado.

#### **4.4.4. Escenario 5, 6, 7 y 8: Control local**

No existe control remoto sobre SW A1, SW B1 y SW B2. La única lógica de control está implementada localmente en el controlador de SW A1, SW B1 y SW B2, y en la mayoría de los casos está basada en la detección de voltaje en el lado de fuente de los interruptores. Luego que CB A se abre, debemos:

- a) Verificar si CB A disparó por protecciones. Para el caso de reconectores se asume que el recierre automático se bloqueó (lockout), confirmando la existencia de una falla permanente.
- b) SW A1 se abre por acción de su lógica local en respuesta a la pérdida de tensión repentina en el lado de fuente de SW A1.
- c) CB A se cierra después de un retardo de tiempo, por ejemplo 1 minuto, durante el cual se asume que SW A1 se ha abierto correctamente.
- d) El retorno del voltaje en el controlador local de SW A1 sugiere que la falla debe estar entre SW A1 y SW T, pero esto debe ser confirmado.
- e) Luego, SW A1 se cierra.
- f) Si SW A1 se cierre sobre una falla, entonces CB A se dispara inmediatamente causando una segunda pérdida de voltaje en SW A1. El controlador local de SW A1 abre y bloquea SW A1.
- g) CB A se cierra luego de un periodo de tiempo, por ejemplo 1 minuto.
- h) Si la falla está entre CB A y SW A1, luego de la pérdida de voltaje causado por el primer disparo de CB A, la lógica local de SW T cerrará SW T luego de un periodo de tiempo, por ejemplo 3 minutos.

---

<sup>44</sup> La vida útil del equipamiento primario, como por ejemplo los transformadores, puede verse afectada.



Durante este tiempo se asume que SW A1 se ha abierto correctamente.

- i) El cierre de SW T restaura el servicio entre SW T y SW A1.
- j) Si la falla está entre SW A1 y SW T, entonces el cierre de SW T re-energizará la falla por segunda vez y causará que CB B se dispare, interrumpiendo la carga del circuito B.
- k) Con la segunda pérdida de voltaje en SW T, su controlador local abre y bloquea SW T.
- l) CB B se cerrará después de un periodo de tiempo, por ejemplo 1 minuto.

La ventaja de esta lógica de control local es que no se requiere de un sistema de comunicaciones, y por lo tanto su costo es menor que un esquema de control remoto. Sin embargo, tal como en el escenario 3 y 4, existen cierres bajo condiciones de falla, por lo que es recomendado utilizar el esquema de control remoto con comunicaciones.

#### **4.4.5. Escenario 9: Automatización con reconectores y seccionadores.**

La mayoría de las fallas en las redes aéreas de distribución son transitorias, y una vez que el arco de falla se extingue, la re-energización es segura. Esto puede hacerse automáticamente a través de un reconector. Este es el principio de operación de un reconector, que realiza las reconexiones de forma automática.

Al presentarse una falla, el reconector se abre y luego de esperar un tiempo (*dead time*) se cierra nuevamente. Si la falla es transitoria, el circuito queda energizado y la secuencia del reconector termina. Si la falla sigue presente, el reconector disparará por segunda vez, espera un tiempo y vuelve a cerrar. Si luego del segundo recierre, la falla persiste, el reconector dispara y se bloquea (*lockout*). En el ejemplo, el reconector realiza una secuencia de dos recierres, luego de lo cual confirma que la falla es permanente. En la práctica, la cantidad de recierres y los tiempos de



espera (*dead time*) dependerán del tipo de falla y del tipo de carga conectada al reconectador.

En un circuito de distribución con muchos reconectores pueden existir problemas de discriminación en las protecciones. El uso de seccionadores puede ayudar a mitigar este inconveniente. Con una falla permanente, el seccionador detectará que la corriente de falla es interrumpida por el primer disparo del reconectador aguas arriba. Luego del recierre del reconectador, el seccionador detectará una segunda ráfaga de corriente de falla. Cuando esta segunda ráfaga es interrumpida por el segundo disparo del reconectador, lo que significa condiciones seguras para un dispositivo sin capacidad de interrupción de corriente de falla, el seccionador se abre por acción de su lógica local. El reconectador realizará su segundo recierre, esta vez energizando la sección sana de la red, ya que el seccionador desconectó la falla durante el *deadtime* del reconectador.

Esta lógica no requiere de infraestructura de comunicaciones, por lo que es aplicable dentro de una arquitectura de automatización de control local, como se explicará en la sección 4.5.1.

## **4.5. ARQUITECTURAS PARA DA**

### **4.5.1. Estructura básica**

El desarrollo de una arquitectura conceptual debe tener como objetivo la identificación de las características técnicas de alto nivel de un sistema de automatización, como por ejemplo la necesidad de redundancia en elementos esenciales [11]. Una arquitectura básica para automatización de la distribución comprende tres partes [18] (ver Figura 4.10):

- Los dispositivos a ser operados, generalmente equipos de seccionamiento inteligentes
- El sistema de comunicaciones
- El gateway, también llamado gateway DA.



Este esquema es aplicado tanto en la automatización de subestación (SA) como en la automatización de alimentador (FA). Para aplicaciones de subestación, el gateway es el computador de estación que recopila la información de los dispositivos de protección de cada bahía. Este equipo reemplaza a la RTU como la interfaz con el sistema de comunicaciones para enviar los datos hacia y desde el control central.

En el caso de la automatización de alimentadores (FA), el gateway maneja las comunicaciones hacia los múltiples equipos de seccionamiento inteligentes del sistema de distribución, concentrando los datos para entonces enviarlos al control central. Esta función de concentrador de datos crea locaciones virtuales por cada equipo de maniobra aliviando al control central de la necesidad de ver a cada equipo de seccionamiento como punto de control individual.

En configuraciones híbridas para automatización de alimentadores, el computador de estación o la RTU de la subestación (en caso de no existir automatización de subestación) actúan como el gateway para todos los equipos de seccionamiento instalados en los alimentadores que se derivan de la subestación. Además, el gateway puede establecer áreas locales de control donde se puede establecer un sistema de comunicaciones más eficiente e independiente del SCADA. De esta manera, el gateway es un punto de conversión de una infraestructura (protocolos y sistema de comunicaciones) a otra.

El gateway puede ser equipado, además de la función de concentrador de datos, con una interfaz gráfica de usuario básica para permitir el control local, y lógica de control para automatización.



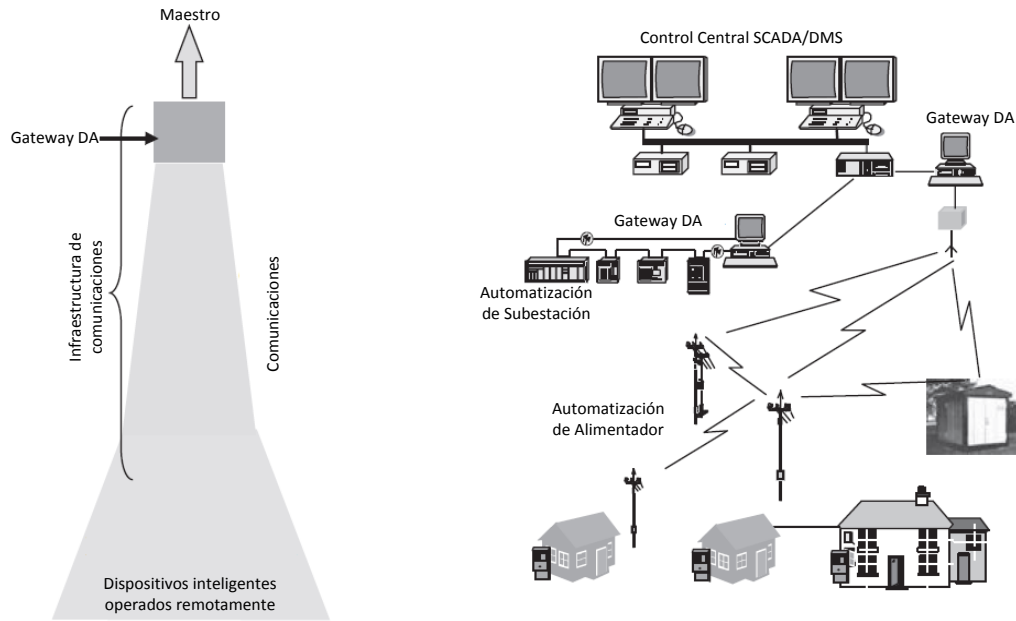


Figura 4.10. a) Arquitectura DA, b) Componentes de un sistema DA

## 4.6. ARQUITECTURAS PARA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR (*FEEDER AUTOMATION - FA*)

Las arquitecturas para la implementación de la automatización de alimentador se pueden dividir en cuatro categorías [1]:

- Arquitectura de control local
- Arquitectura distribuida
- Arquitectura centralizada
- Arquitectura semi-centralizada (en subestación)

Esta categorización hace referencia al lugar donde reside la lógica de control o inteligencia principal del sistema, bajo circunstancias normales [11]. Por lo tanto, no depende de la ubicación de las entradas/salidas del sistema o de la interfaz humano-máquina. La mayoría de los sistemas son el resultado de la combinación de estas categorías.

### 4.6.1. Arquitectura de control local

Los sistemas de distribución han operado durante muchos años de forma autónoma y con una automatización más bien primitiva [16], conocida hoy en día como inteligencia local. Esta inteligencia ha sido utilizada durante



muchos años, incluso antes del desarrollo de los sistemas SCADA. Este método es extremadamente sencillo ya que utiliza únicamente la lógica local incorporada dentro de los dispositivos inteligentes de alimentador. Generalmente, la lógica se basa en el análisis de condiciones externas (señales de tensión, corriente o posición de equipos) para la ejecución de las acciones de automatización [15]. La función de control remoto no es requerida en esta arquitectura, y por lo tanto no se necesita la infraestructura de comunicaciones ni el gateway DA.

Asumamos un alimentador con función de auto recierre en el interruptor de circuito en la subestación. Cuando se presenta una falla en una sección del alimentador, el interruptor de circuito se dispara y entonces los seccionadores a lo largo de la línea se abren automáticamente debido a la pérdida de tensión. Luego de un periodo de tiempo, el interruptor de circuito ejecuta el primer recierre, y con esto cada uno de los seccionadores se cierra automáticamente y de forma consecutiva con un retardo de tiempo predefinido. A su turno, el seccionador que energiza la sección en falla se cierra, provocando nuevamente el disparo del interruptor de circuito. Este seccionador es identificado como el más cercano a la falla, y por lo tanto se abrirá y bloqueará (*lockout*). Luego de un retardo de tiempo, el interruptor de circuito se cerrará nuevamente y las secciones no afectadas entre el interruptor de circuito y el seccionador bloqueado serán restauradas, mientras que la secciones aguas abajo de ese seccionador permanecerán des-energizadas hasta que un grupo de trabajo arribe al sitio para reparar el problema.

Este método no requiere de infraestructura sofisticada de control y comunicaciones para aislar la falla y restaurar el servicio en las secciones aguas arriba de la falla. Sin embargo, la ausencia de comunicaciones no permite que la ubicación de la falla sea reportada a un centro de control.

Las lógicas de control de los escenarios 5 – 8 (Control Local) y 9 (Reconectores y seccionadores), explicados en la sección 4.4, son aplicables en este tipo de arquitectura.



#### **4.6.2. Arquitectura distribuida**

Las funciones de control están dispersas en diferentes ubicaciones. Este método, también denominado descentralizado, utiliza comunicaciones y lógica entre los dispositivos de campo para proveer control automatizado dentro de un área definida [10]. Esta área puede variar desde un simple segmento de circuito hasta una región donde múltiples circuitos interconectan varias subestaciones [15]. Las comunicaciones y lógica compartidas distribuyen la información de los eventos o condición del sistema para efectuar las reconfiguraciones de circuito. Por lo tanto, los dispositivos de alimentador son controlados localmente, y no desde una ubicación central.

La lógica distribuida utiliza varios datos para realizar la toma de decisiones y reconfigurar el sistema. Los datos pueden ser señales de estatus abierto/cerrado, corrientes, tensiones, etc. [10]. Estos datos son generados por los dispositivos inteligentes de alimentador o incluso los interruptores de circuito en subestaciones. El control automático es ejecutado para restablecer rápidamente las secciones de circuito no afectadas por la falla, o para la optimización de carga del alimentador o transformadores de subestaciones.

Las respuestas a las condiciones del sistema están priorizadas en función del tiempo requerido para tomar decisiones y enviar comandos de control. Generalmente, estos sistemas pueden evaluar la carga a transferir y seleccionar el esquema de transferencia más apropiado, evitando sobrecargas en el alimentador o la subestación [4].

El control y monitoreo central no es obligatorio, por lo que generalmente no se requiere de gateway DA. Sin embargo el SCADA y otros sistemas de sala de control son completamente soportados en la arquitectura distribuida [8]. En estos casos, el operador es notificado de cualquier acción de automatización. A menudo, este monitoreo de la operación automática es comunicado de forma independiente a las funciones de inteligencia distribuida.



Actualmente, en una arquitectura distribuida, los interruptores inteligentes del alimentador son organizados en grupos, y cada grupo es configurado con inteligencia local para FLISR [17]. Este método utiliza comunicaciones par-a-par (*peer-to-peer*) entre los miembros de un grupo y entre grupos vecinos.

El principio de operación de esta automatización distribuida es simple. Cada grupo es responsable de un segmento de línea, y debe garantizar el suministro a través de las fuentes disponibles. Cada grupo se comunica con su vecino mediante los controladores que comparten entre ellos. La capacidad adicional de un grupo vecino es una fuente de restauración posible que está disponible en un interruptor de enlace compartido. El controlador de cada interruptor monitorea la tensión y corriente. Cuando ocurre una falla, el controlador principal del grupo reconoce que la falla está localizada dentro de su grupo debido que la corriente de falla fue detectada por un solo interruptor del grupo. El controlador principal previene a los dispositivos inteligentes alrededor de la falla, los cuales se mantienen abiertos para aislar la falla. Si un grupo no afectado experimenta una pérdida de tensión prolongada, su controlador principal evalúa la capacidad disponible en los grupos vecinos y transfiere la carga hacia el primer grupo con suficiente capacidad disponible. La fuente de respaldo puede provenir de más de un grupo. El intercambio de información entre grupos asegura la compartición del exceso de capacidad y la coordinación de las decisiones de restauración.

La figura 4.11 muestra un escenario de inteligencia FLISR distribuida [17]. Los equipos de seccionamiento están organizados en siete grupos dentro del sistema de distribución, tal como se ilustra en la figura 4.11 (a). Una falla ocurre dentro del grupo 6, entonces la secuencia FLISR se ejecuta mediante el siguiente procedimiento:

- 1 Todos los dispositivos del grupo afectado experimentan una sobrecorriente seguida de una pérdida de tensión. El interruptor de circuito SWD1 del grupo 6 detecta la falla y dispara por protecciones, como se muestra en la figura 4.11 (b).



- 2 El resto de dispositivos del grupo 6 (SW D2 y SW D3) y SW D4 del grupo 5 detectan la pérdida de tensión, y entonces se abren automáticamente para aislar la falla, ver figura 4.11 (c).
- 3 Finalmente, el grupo 7 cierra SW T4, el grupo 4 y 5 cierran SW T2, y los grupos 2 y 3 cierran SW D3 para restaurar el servicio a las secciones no afectadas, según se ilustra en la figura 4.11 (d).

La secuencia FLISR es ejecutada de forma completa con este método. Para ello, no requiere el conocimiento de la topología del sistema “*as operated*” y de otros parámetros de la red. La inteligencia distribuida evita la congestión del centro de control ya que las comunicaciones son entre los elementos asociados únicamente dentro de los grupos [16]. Además, las configuraciones de cada grupo son establecidas remotamente en el centro de control y descargadas individualmente a cada dispositivo del alimentador.

El control distribuido es capaz de responder rápidamente ante los eventos de la red de distribución. Sin embargo, el desconocimiento de la estructura completa del sistema de distribución puede llevar a la ejecución de acciones no confiables [14]. Las configuraciones de cada grupo pueden llegar a ser bastante complejas, especialmente cuando las reconfiguraciones de la red de distribución son frecuentes. La arquitectura distribuida no es efectiva para otras aplicaciones de automatización de alimentador, tales como transferencia de carga o balaceo de fases. Este método es adecuado para aplicaciones a pequeña escala.

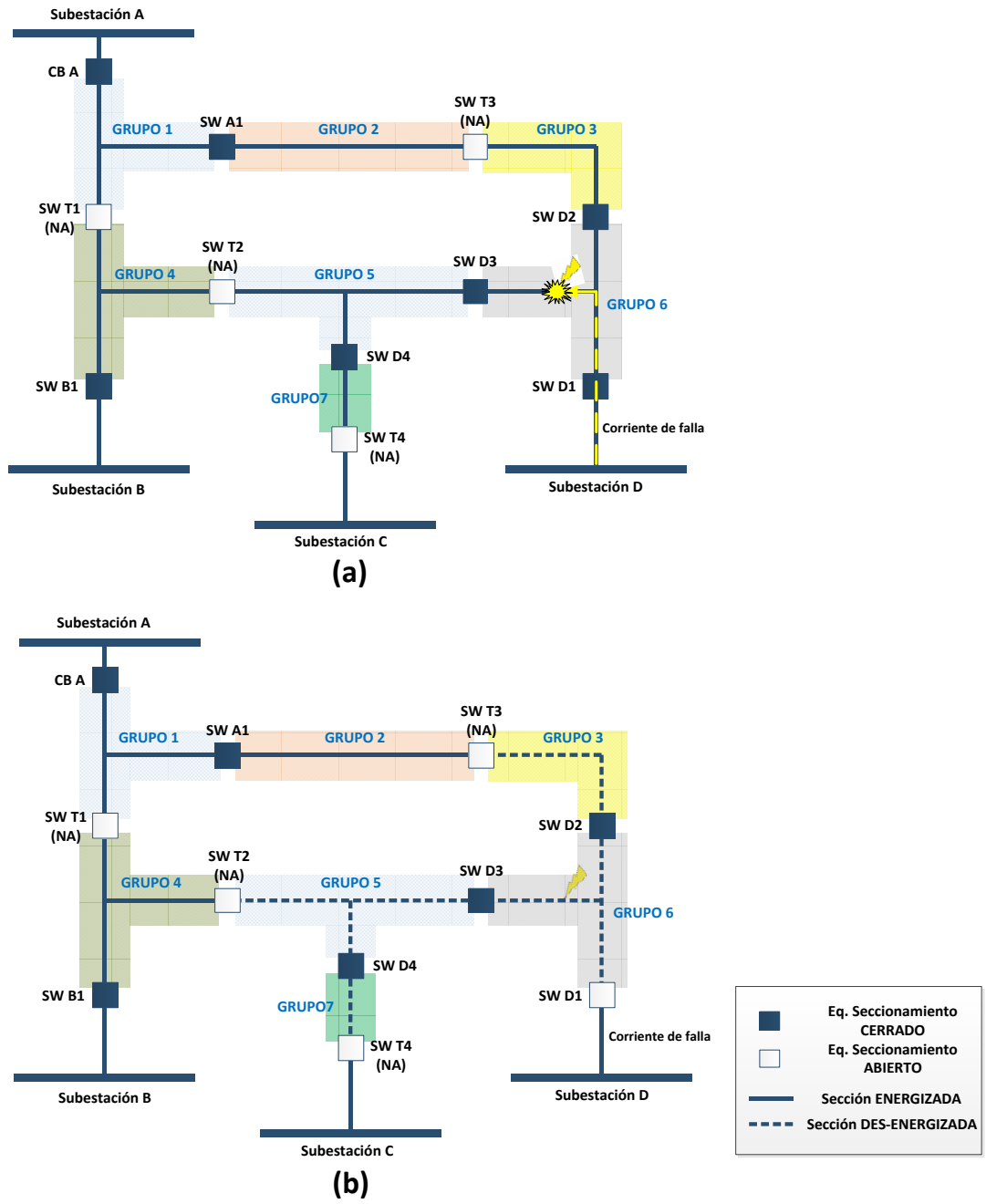


Figura 4.11. a) FLISR con inteligencia distribuida. b) Localización de la falla. (Continúa)

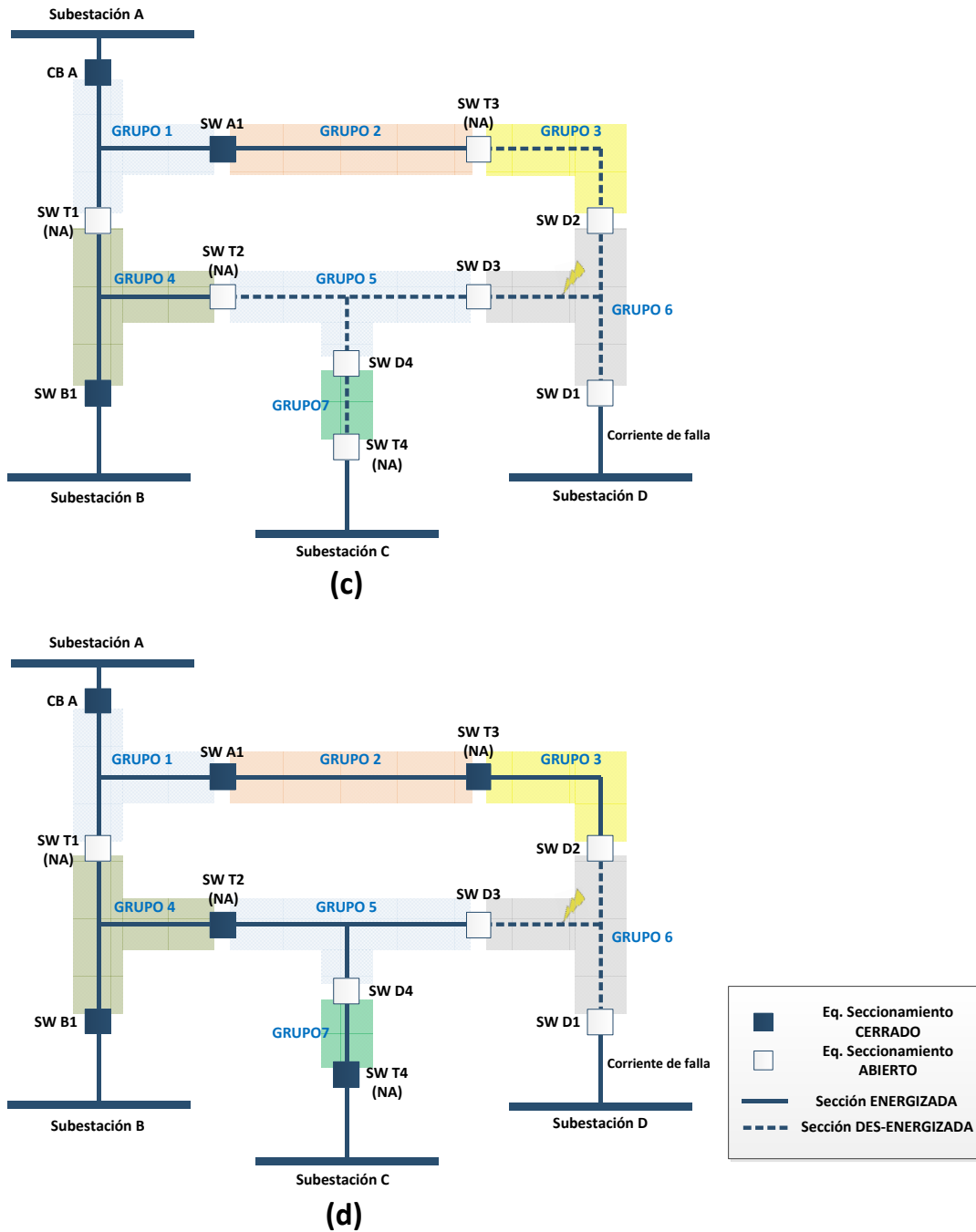


Figura 4.11 (continuación). c) Aislamiento de la falla. d) Restauración del servicio [17].

### 4.6.3. Arquitectura centralizada

El control centralizado es el más utilizado en los despliegues de automatización de la distribución a gran escala [9]. Todas las funciones de control e inteligencia se encuentran en un sitio central. Utiliza el conocimiento total de la red de distribución, incluyendo su topología y parámetros de operación, para determinar la secuencia óptima de



maniobras, y si se requiere, la ejecución de los comandos de control para optimizar FLISR y otras funciones avanzadas, incluyendo la Reconfiguración Óptima de Red y la Optimización Volt/VAR (VVO) [15]. Esta arquitectura es particularmente apropiada cuando ya existen sistemas de sala de control, tales como SCADA y DMS, ya que éstos están diseñados para soportar funciones de control y monitoreo centralizado [12].

Los tres elementos básicos de una arquitectura DA (dispositivos de campo, sistema de comunicaciones y gateway) son imprescindibles en el método centralizado. El gateway y principalmente las aplicaciones de FA, tales como la lógica de control FLISR, residen en los servidores ubicados de forma centralizada en el centro de control o en un centro de datos de IT<sup>45</sup>. En esta arquitectura, las aplicaciones avanzadas de DA son incorporadas como un subsistema de un único DMS centralizado [12]. Todo el equipamiento inteligente de distribución (interruptores, reconectores, reguladores de tensión, etc.) es controlado desde el centro de control. Este método es muy eficiente [16], pero requiere de un despliegue importante de infraestructura de comunicaciones entre cada uno de los dispositivos de campo y el centro de control. El sistema de comunicaciones debe garantizar un alto nivel de confiabilidad y desempeño.

FLISR basado en inteligencia centralizada permite [16]:

- Analizar las fallas sobre la base de la información en tiempo real del SCADA (indicadores de falla y corrientes de falla) y de los reportes de las cuadrillas de campo.
- Aislar la falla en función del estado actual (*as operated*) de la red de distribución.
- Generar recomendaciones de maniobras para aislar fallas y restaurar el servicio a clientes no afectados.
- Proponer múltiples planes de restauración basados en el estatus de la red, topología, límites del equipamiento, y objetivos deseados (mínimas pérdidas, perfiles de tensión, etc.).

---

<sup>45</sup> *Information Tehcnology.*





Sin embargo la inteligencia central basada en DMS tiene algunas debilidades [17]. En algunos casos, la lógica de control no puede cubrir todos los estados operativos posibles, lo que causará que la inteligencia se inhiba bajo condiciones inusuales. Además, los tiempos de espera (*time-out*) debido a retardos en las comunicaciones pueden provocar que la lógica de control finalice antes que la restauración sea completada. Por ejemplo, si una rutina de control espera 20 segundos por la confirmación del cambio de estado de un interruptor, y este arriba al centro de control luego de ese lapso, entonces la rutina se verá forzada a terminar.

La inteligencia centralizada requiere de una implementación a gran escala, con costos iniciales elevados. Comúnmente, el control centralizado tiene tiempos de respuesta menos rápidos que el control distribuido [14]. En general, es una opción viable para las distribuidoras que planean hacer un despliegue extendido de FLISR como parte de un proyecto DMS [2]. La arquitectura centralizada se acopla adecuadamente en alimentadores con un alto grado de penetración de recursos de energía distribuidos DER y que son reconfigurados de forma frecuente por balanceo de carga u otras condiciones operativas.

La aplicación FLISR construida sobre una arquitectura centralizada puede utilizar esquemas de lógica de control como las descritas en los escenarios 1, 2 y 3 de la sección 4.4.

#### **4.6.4. Arquitectura semi-centralizada basada en SA (*Substation Automation*)**

Virtualmente es la extensión de la automatización de subestación (*Substation Automation* - SA) para cubrir los alimentadores. Normalmente, una subestación es automatizada mucho antes que sus alimentadores, debido a que la tecnología SAS (*Substation Automation System*) está bien establecida y estandarizada, lo que facilita una implantación rápida, robusta y con periodos de estabilización cortos. FA puede ser implementada dentro del ámbito de SA simplemente extendiendo las comunicaciones desde la subestación hasta los dispositivos inteligentes de la red de distribución. La



infraestructura de automatización de subestación puede ser aprovechada para FA sin ninguna modificación, utilizando el computador de estación SAS como *gateway* FA. También se puede incorporar una unidad o módulo (controlador) dedicado para la automatización de alimentador (FA), con funciones de *gateway* FA e inteligencia para FLISR.

Cada subestación monitorea y controla sus propios alimentadores. Se debe tener en cuenta que un sistema de distribución está diseñado para que un alimentador pueda conectarse a otros alimentadores, que pueden pertenecer a otra subestación, a través de interruptores de enlace normalmente abiertos. Esta flexibilidad permite la reconfiguración de la red<sup>46</sup> en donde algunas secciones de un alimentador serán energizadas a través de otro alimentador. Estas secciones y sus respectivos dispositivos de seccionamiento automatizados, temporalmente pasarán a formar parte del otro alimentador.

En la práctica, el interruptor de enlace entre dos alimentadores pertenecientes a dos subestaciones diferentes debe ser monitoreado y controlado por las dos subestaciones. Esto debe ser afrontado por la arquitectura de automatización de alimentador basada en SAS. La instalación de un controlador dual, es decir que pueda soportar simultáneamente dos *gateways* distintos, en el interruptor de enlace permitirá que las dos subestaciones puedan monitorearlo y controlarlo. Además, los dos lados podrán descargar la información básica de las condiciones de operación del alimentador, tal como la capacidad disponible para la asignación de más cargas. Esta información puede ser leída y usada por el otro lado para ejecutar transferencias de carga o restauración del servicio.

La unidad FA del SAS de cada subestación monitorea y controla los dispositivos de maniobra de sus correspondientes alimentadores, mientras que los interruptores de enlace son monitoreados y controlados por los dos sistemas. De esta manera, la unidad FA conoce la topología de red de todos los alimentadores dentro de su competencia.

---

<sup>46</sup> Por mantenimiento, restauración de una falla o transferencia de carga.



La aplicación FLISR construida sobre la arquitectura semi-centralizada puede utilizar esquemas de lógica de control como los descritos en los escenarios 1, 2 y 3 de la sección 4.4. Las lógicas de control para escenarios de operación con dos alimentadores de diferentes subestaciones son explicadas a continuación [1].

**Escenario 1:** Una falla ocurre en la sección SW A3 – SW A4 del alimentador A mostrador en la figura 4.12 (a). La unidad FA del SAS de la subestación A ejecuta la operación FLISR mediante el siguiente procedimiento:

- 1) Detecta la apertura del interruptor de circuito CB A del alimentador A.
- 2) Verifica que CB A disparó por protecciones.
- 3) Verifica la indicación de falla de SW A1, SW A2, SW A3, SW A4 y SW A5.
- 4) Si la indicación de falla de SW A1, SW A2 y SW A3 está activa y la indicación de falla de SW A4 y SW A5 no está activa, entonces la falla está entre SW A3 y SW A4, así que abre SW A3 y SW A4 para aislar la falla, como se ve en la figura 4.12 (b).
- 5) Envía un comando de control para cerrar CB A y restablecer el servicio a las secciones sanas aguas arriba de SW 3, ver figura 4.12 (c).
- 6) Verifica la capacidad del interruptor de enlace SW T conectado al alimentador de otra subestación. Si hay suficiente capacidad para asumir la carga, envía un comando de control para cerrar SW T. La capacidad de ambos lados de SW T es calculada por el respectivo módulo FA de la subestación A y B, y entonces son descargados al controlador de SW T para que sean leídos por el otro lado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

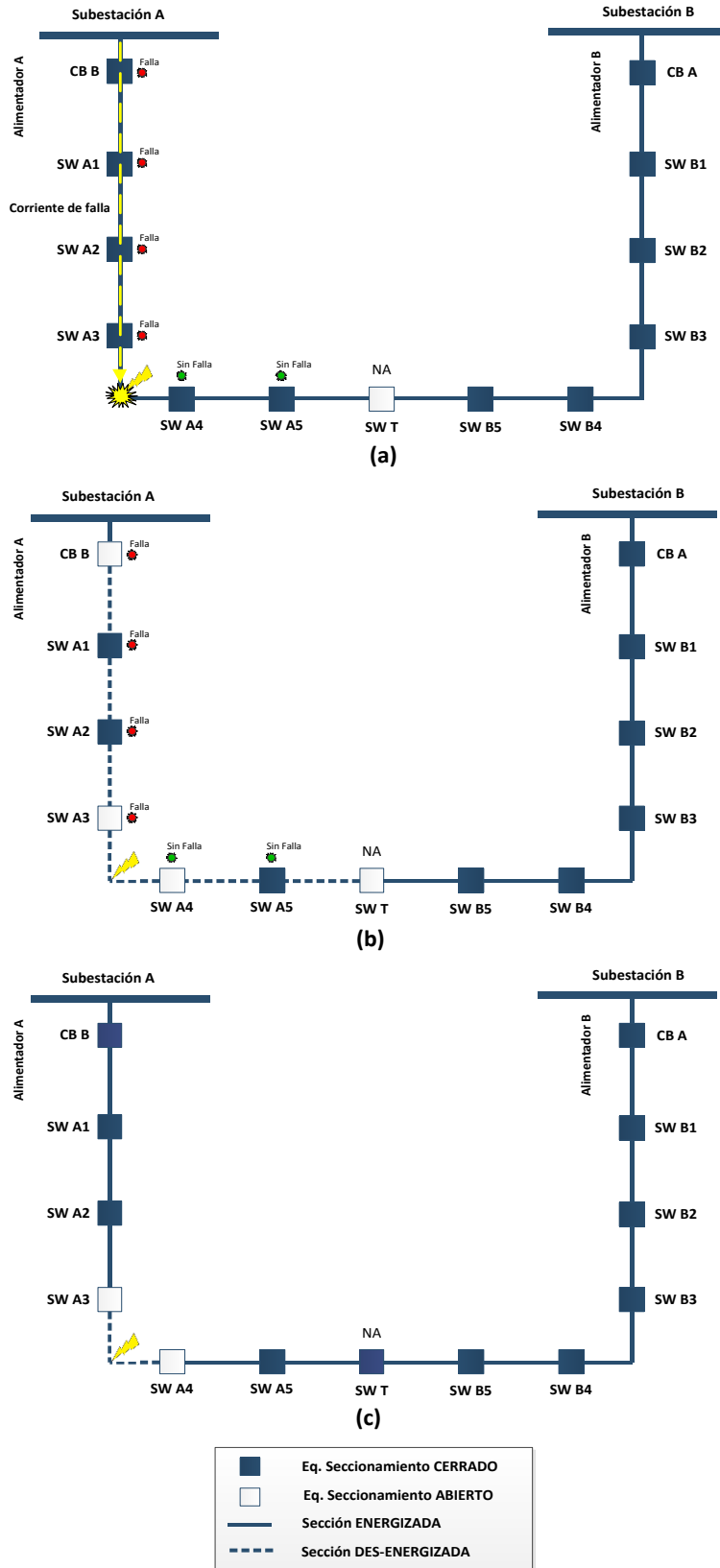


Figura 4.12. a) Localización de la falla, b) Aislamiento de la falla, c) Restauración del servicio [1]



**Escenario 2:** Debido a una transferencia de carga, la sección SW A3 - SW T del alimentador A es energizada a través de la subestación B (SW T cerrado). Una falla ocurre en la sección SW 4 - SW 5, como se muestra en la figura 4.13 (a). Las unidades FA de las subestaciones A y B ejecutan la operación FLISR mediante el siguiente procedimiento:

- 1) La unidad FA de la subestación B detecta la apertura del interruptor de circuito CB B del alimentador B y verifica que el disparo sea por protecciones.
- 2) La unidad FA de la subestación B verifica la indicación de falla de SW B1, SW B2, SW B3, SW B4, SW B5 y SW T.
- 3) Si la indicación de falla de SW B1 – 5 y SW T está activa, entonces la falla está aguas abajo de SW T en la sección transferida del alimentador A, que está fuera del control del SAS de la subestación B. Así que la unidad FA de la subestación B abre el interruptor de enlace SW T para aislar la falla, ver figura 4.13 (b).
- 4) La unidad FA de la subestación B envía un comando de control para cerrar CB B y restaurar el servicio en el alimentador B.
- 5) Simultáneamente, la unidad FA de la subestación A recibe los reportes de los dispositivos inteligentes sobre el alimentador A.
- 6) La unidad FA de la subestación A verifica la indicación de falla de SW A1, SW A2, SW A3, SW A4, SW A5 y SW T.
- 7) Conociendo la topología actual de la red, y si la indicación de falla de SW A5 y SW T está activa y la indicación de falla de SW A1, SW A2, SW A3 y SW A4 no está activa, entonces la falla está entre SW A4 y SW A5, así que abre SW A4 y SW A5 para aislar la falla, como se ve en la figura 4.13 (b).
- 8) La unidad FA de la subestación A envía un comando de control para cerrar SW A3 y SW T y restaurar el servicio en las secciones sanas, ver figura 4.13 (c).

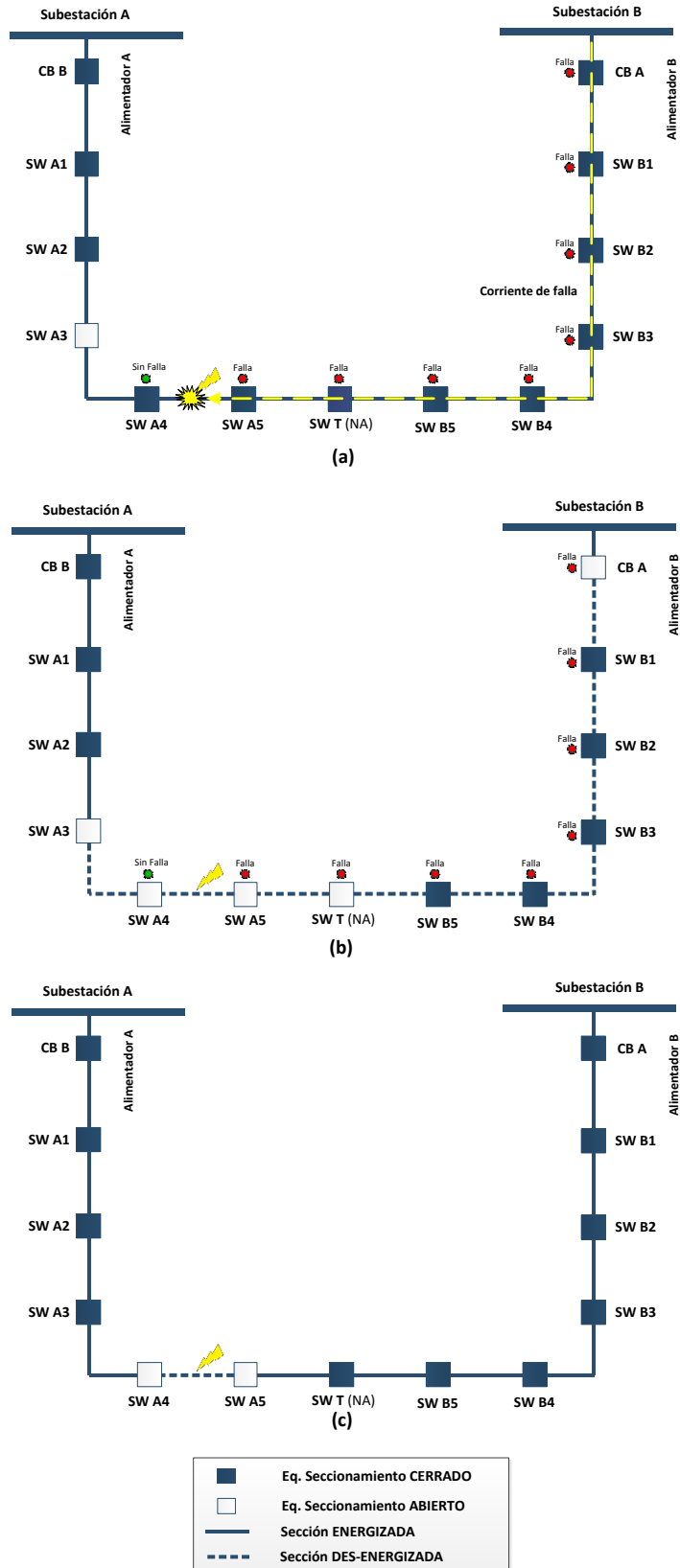


Figura 4.13. a) Localización de la falla, b) Aislamiento de la falla, c) Restauración del servicio [1]



**Escenario 3:** La sección SW A3 - SW T del alimentador A es transferida al alimentador B. Una falla ocurre en la sección SW A1 - SW A2, como se muestra en la figura 4.14 (a). La unidad FA del SAS de la subestación A ejecuta la operación FLISR mediante el siguiente procedimiento:

- 1) Detecta la apertura del interruptor de circuito CB A del alimentador A y verifica que el disparo sea por protecciones.
- 2) Verifica la indicación de falla de SW A1, SW A2, SW A3, SW A4 y SW A5.
- 3) Si la indicación de falla de SW A1 está activa y la indicación de falla de SW A2, SW A3, SW A4 y SW A5 no está activa, entonces la falla está entre SW A1 y SW A2, así que abre SW A1 y SW A2 para aislar la falla, como se ve en la figura 4.14 (b).
- 4) Envía un comando de control para cerrar CB A y restablecer el servicio a la sección sana aguas arriba de SW 1, ver figura 4.14 (c).
- 5) Verifica la capacidad del circuito B sobre la base de los datos del interruptor de enlace SW T y calcula la capacidad del SW A3. Si hay suficiente capacidad para asumir la carga, envía un comando de control para cerrar SW A3 y restablecer el servicio a la sección sana SW A2 – SW A3, como se muestra en la figura 4.14 (c).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

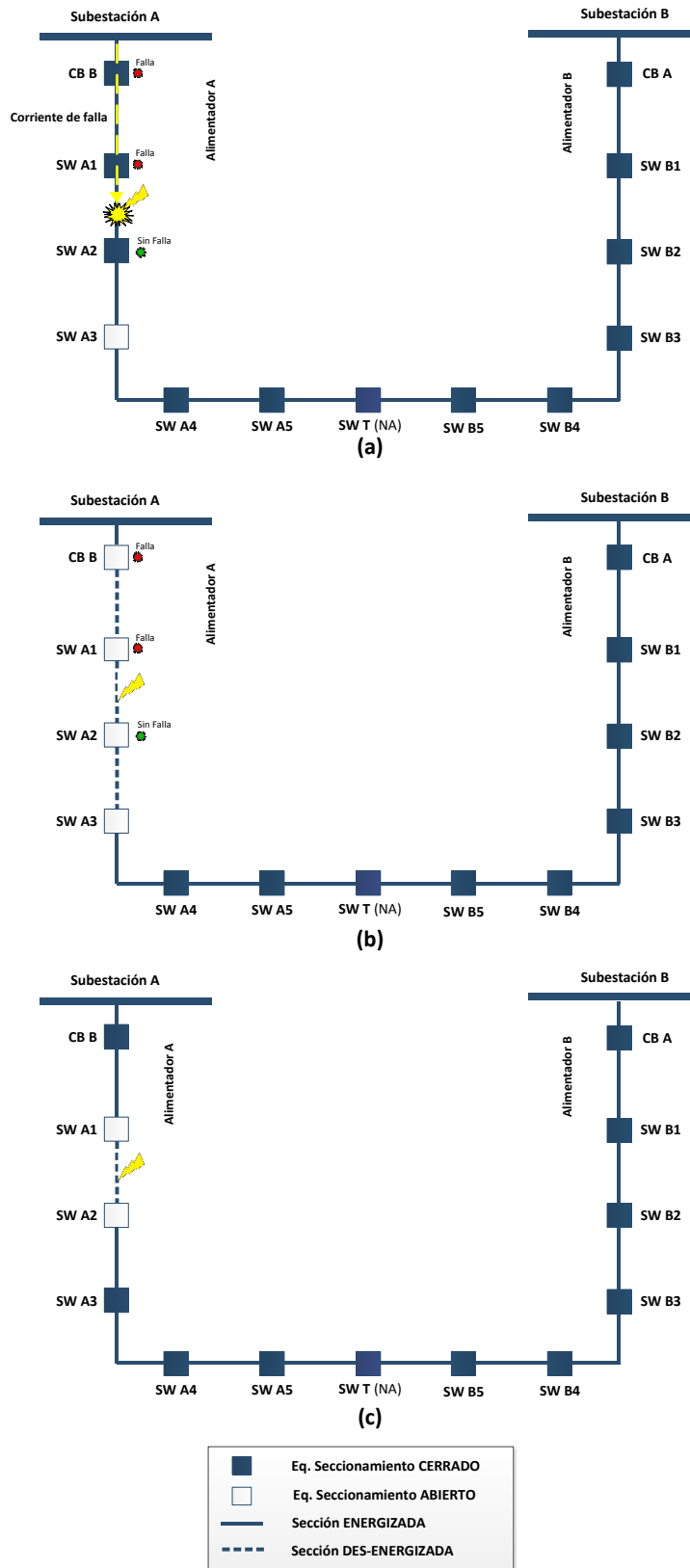


Figura 4.14. a) Localización de la falla, b) Aislamiento de la falla, c) Restauración del servicio [1]





La arquitectura semi-centralizada posee las ventajas de las arquitecturas distribuidas y centralizadas, pero sin involucrar software y hardware adicional. Este método puede ser implementado fácilmente como una extensión de la función de automatización de la subestación. Es apropiado para manejar cantidades medianas de alimentadores individuales con bajos desempeños.

#### 4.6.5. Comparación de las arquitecturas

La elección de la arquitectura depende del caso de negocio particular, y normalmente el resultado final es la combinación de dos o más de las alternativas analizadas en la sección anterior. Lo usual es encontrar un punto de equilibrio entre el tiempo de respuesta y el grado de complejidad asociado [7], como se ilustra en la figura 4.15.

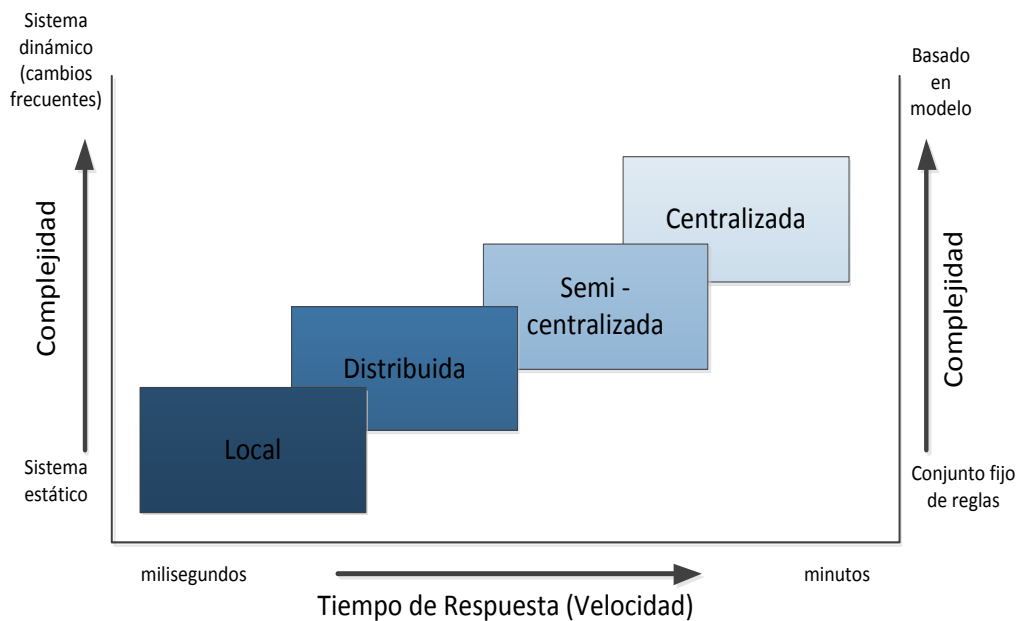


Figura 4.15. Balance entre Tiempo de Respuesta y Complejidad de las Arquitecturas para DA [7].

Otros criterios a considerar durante la implantación de una arquitectura de automatización es el número de alimentadores, la disponibilidad de la infraestructura de comunicaciones, etc. La tabla 4.2 resume el comportamiento de cada una de las arquitecturas dentro de un conjunto de requerimientos básicos [11].



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	Centralizada	Semi-centralizada	Distribuida	Local
<b>Número de alimentadores DA</b>	Alto % de alimentadores automatizados	Todos los alimentadores de la subestación seleccionada son automatizados	Pequeño número de alimentadores automatizados dispersos geográficamente	Pequeño número de alimentadores automatizados dispersos geográficamente
<b>Visibilidad del operador</b>	Todas las acciones son informadas al operador	Puede tolerar algunas acciones de control sin notificar al operador	Puede tolerar algunas acciones de control sin notificar al operador	Ninguna acción es notificada al operador
<b>Disponibilidad de infraestructura de comunicaciones apropiada</b>	Requiere de comunicaciones de alta velocidad y gran cobertura	Requiere de comunicaciones en áreas locales (subestación-poste, subestación-subestación)	Requiere de comunicaciones en áreas locales (poste-poste, subestación-subestación)	No requiere comunicaciones
<b>Disponibilidad de soluciones comerciales</b>	VVO, FLISR, ONR	VVC, FLISR, DFA	FLISR	FLISR
<b>Procesamiento de grandes cantidades de datos</b>	Limitado por la capacidad de transferencia de datos	Apropiado para análisis de formas de onda	Poca o ninguna capacidad	Poca o ninguna capacidad

Tabla 4.2. Consideraciones de selección de arquitecturas para DA [11].

Cada arquitectura ofrece un nivel diferente de implementación para las aplicaciones de automatización del alimentador. La aplicación FLISR puede ser desplegada con una arquitectura local hasta con un complejo sistema de inteligencia centralizada. La tabla 4.3 presenta las principales aplicaciones DA para las principales categorías de arquitectura.

Aplicación	Centralizada	Semi-centralizada	Distribuida	Local
FLISR	✓	✓	✓	✓
Volt/Var Control (basado en reglas)	✓	✓		
Volt/Var Opt (basado en modelo)	✓			
VVO Adaptable	✓	✓		
VVC dinámico		✓	✓	
Reconfiguración óptima de red ( <i>Optimal Network Reconfiguration</i> )	✓			
Anticipador de falla		✓		
Monitoreo de condiciones de equipamiento	✓	✓		

Tabla 4.3. Arquitecturas por aplicación DA [11].



## 4.7. CONCLUSIONES

La arquitectura para FA/DA tiene cuatro categorías básicas: inteligencia local, inteligencia distribuida, inteligencia central e inteligencia semi-centralizada. La arquitectura centralizada ofrece los mayores beneficios de escalabilidad y funcionalidad a través de aplicaciones avanzadas de FA como FLISR y VVO basadas en la topología completa de la red de distribución, aunque su costo inicial puede ser prohibitivo para implementaciones a baja escala. Además su nivel de complejidad es alto comparado con las otras arquitecturas. Una alternativa viable es la arquitectura semi-centralizada en subestaciones. Este esquema aprovecha los sistemas de automatización de subestación (SAS) para extender el control hacia los alimentadores y la automatización avanzada de esquemas FLISR.

## 4.8. REFERENCIAS

- [1] Jiyuan, F.; Xiaoling, Z.; "*Feeder Automation within the Scope of Substation Automation*" Power Systems Conference and Exposition, PSCE 06, 2006 IEEE PES; Octubre, 2006.
- [2] Uluski, R.W., "*Using distribution automation for a self-healing grid*"; Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES, vol., no., pp.1,5, 7-10; Mayo, 2012.
- [3] Momoh, J.; "*Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control*"; CRC Press; Septiembre, 2007.
- [4] NIST; "*Smart Grid for Distribution Systems: The Benefits and Challenges of Distribution Automation*"; White Paper Draft Version 2; 2012.
- [5] Uluski, R.; "*Creating Smart DISTRIBUTION through AUTOMATION*"; PACWorld; Marzo, 2012.
- [6] Vojdani, A.; "Smart integration"; *IEEE Power Energy Mag.* 6(6), 71–79; 2008.
- [7] Uluski, R.; "*Distribution Automation – Smart Feeders in a Smart Grid World*"; Quanta Technologies, LLC; 2010.



- [8] Li, T.; Xu, B.; "The self-healing technologies of smart distribution grid"; Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on , vol., no., pp.1, 6, 13-16; Septiembre, 2010.
- [9] Chong-Gu, Y.; Huan, T.; "The research of feeder automation based on IEC61850"; Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on, vol., no., pp.1,4, 10-14; Septiembre, 2012.
- [10] Lijun, Q.; Qiyang, M.; "Smart distribution network and its key technology"; China power press, Beijing, 15-20; 2010.
- [11] Uluski, R.; "Distribution Management Systems"; Electric Power Research Institute; Cleveland – Ohio; 20 de Julio de 2011.
- [12] Higgins, N.; Vyatkin, V.; Nair, N.C.; Schwarz, K.; "Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control"; Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, IEEE Transactions on; vol.41, no.1, pp.81, 92; Enero, 2011.
- [13] Mohagheghi, S.; Mousavi, M.; Stoupis, J.; Wang, Z.; "Modeling distribution automation system components using IEC 61850"; Power & Energy Society General Meeting, 2009; PES '09, IEEE, vol., no., pp.1, 6, 26-30; Julio, 2009.
- [14] Giacomoni, A.M.; Amin, S.M.; Wollenberg, B.F.; "A Control and Communications Architecture for a Secure and Reconfigurable Power Distribution System: An Analysis and Case Study"; Proceedings of the 18th World Congress of the International Federation for Automatic Control (IFAC); Agosto, 2011.
- [15] Friend, F.; Johnson, G.; Mugalian, B.; Micu, C.; Sufana, C.; Siew, C.; Patti, C.; Goodrich, D.; Lukach, D.; Parker, D.; Soudi, F.; Jester, J.; Vico, J.; Sperl, J.; Tengdin, J.; Gers, J.; Donahoe, K.; Black, M.; Meisinger, M.; Heavey, P.; Carroll, P.; Lascu, R.; Venkata, S.S.M.; Hodder, S.; Ortiz, V.; Hartmann, W.; "Effect of Distribution Automation on Protective Relaying"; Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for, vol., no., pp.193,228; Marzo – April, 2014.
- [16] Gers, J.M.; "Distribution System Analysis and Automation"; The Institution of Engineering and Technology; IET power and energy series 68; United Kingdom, 2013.



- [17] Rudd, S.E.; Kirkwood, J.D.; Davidson, E.M.; Strachan, S. M.; Gutterson, V. M.; McArthur, S. D. J.; *“Intelligent Monitoring of Distribution Automation”*; PACWorld; Marzo 2012.
- [18] Northcote-Green, J.; Wilson, R.; *“Control and Automation of Electric Power Distribution Systems”*; Taylor & Francis Group; Boca Raton, 2007.



## CAPITULO 5

---

# 5 SISTEMAS DE COMUNICACIONES PARA LA RED INTELIGENTE Y LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

---

### 5.1. INTRODUCCIÓN

Las redes de comunicaciones son el sistema nervioso de la Red Inteligente (Smart Grid) del futuro [33]. Estas redes de comunicaciones interconectarán los numerosos y diversos dispositivos y equipos del sistema eléctrico, cumpliendo los requerimientos especiales de calidad y confiabilidad impuestos por las aplicaciones, sistemas y servicios de la red eléctrica del futuro.

Desde hace décadas, la industria eléctrica ha utilizado las redes de comunicaciones para una amplia gama de aplicaciones. Actualmente, los sistemas de comunicaciones tienen un rol estratégico en el despliegue de la Smart Grid, y particularmente en la automatización de la distribución (Distribution Automation - DA). Como se expuso en el capítulo anterior, la mayoría de los esquemas de automatización a gran escala utilizan redes de comunicaciones para iniciar una acción o reportar la acción al centro de operaciones, aunque existen modelos de automatización local basados en otros criterios, como la pérdida de voltaje<sup>47</sup>, para iniciar una secuencia de operaciones.

Existen muchas opciones tecnológicas y medios físicos de comunicaciones aplicables en DA. Durante las últimas dos décadas, se registra una clara tendencia de las distribuidoras a aplicar radio como medio de comunicación para sus proyectos de automatización de alimentadores [1]. Hoy en día,

---

<sup>47</sup> Véase Capítulo 4, sección 4.4.



nuevas formas de comunicación como la fibra óptica y las redes celulares se van constituyendo en los principales candidatos para el despliegue de DA. Normalmente, la automatización de la distribución hace uso de la infraestructura de comunicaciones existente, con medios y protocolos ya establecidos, por lo que la arquitectura del sistema de comunicaciones para DA es el resultado de la expansión, acondicionamiento o reemplazo de esta infraestructura.

En este capítulo, se discuten las tecnologías y medios de comunicación que tienen el potencial de jugar un rol significativo en las comunicaciones de los sistemas de automatización de la distribución y en general de la Red Inteligente. En las primeras secciones se analiza la estructura general y los requerimientos de los sistemas de comunicaciones para la Smart Grid, incluyendo los correspondientes a DA. Luego, se detalla las principales tecnologías y medios de comunicación para el segmento de red FAN (*Field Area Network*), utilizado particularmente por las aplicaciones de DA, y algunas para los segmentos WAN (*Wide Area Network*) y HAN (*Home Area Network*). Las discusiones sobre los medios de comunicación se organizan en dos grandes categorías: los sistemas inalámbricos (redes móviles, microonda, IEEE802.11, etc.) y los sistemas cableados (fibra óptica, cobre, PLC, etc.).

## **5.2. LAS COMUNICACIONES EN LA RED INTELIGENTE Y LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

El objetivo principal de la red eléctrica es el suministro confiable de energía [33]. Otros objetivos incluyen la conservación de los combustibles fósiles, la mejora de la eficiencia en el uso de la energía, y la reducción de los costos del suministro. La Red Inteligente (*Smart Grid*) fue concebida para alcanzar estos objetivos, mediante la modernización del sistema eléctrico de potencia actual. Las mejoras en la red eléctrica se obtienen, entre otros, del reemplazo del equipamiento anticuado, el despliegue masivo de sensores, y el desarrollo de un conocimiento más preciso del comportamiento de la red eléctrica, incluyendo su uso, producción, estado y anomalías.



Una gran parte de la eficiencia del sistema eléctrico puede ser obtenida a partir de las comunicaciones avanzadas [32]. En primer lugar, se requiere de comunicaciones con extensas coberturas y bajos retardos para recopilar los datos de los sensores que permiten estimar con exactitud el estado de la red eléctrica, manteniéndola estable y detectando cualquier anomalía antes que la falla ocurra. En segundo lugar, las comunicaciones son necesarias para una predicción más exacta de la demanda, permitiendo el control más eficiente del suministro de energía. Además, las comunicaciones de dos vías ayudarán a gestionar la variación de la demanda mediante el desplazamiento dinámico de los patrones de uso a través del control directo de los dispositivos de los usuarios [33]. También, las comunicaciones de dos vías entre los usuarios y las compañías de electricidad permitirán la instalación de medidores inteligentes que pueden capturar el flujo de electricidad en las dos direcciones (desde/hacia el usuario), y de este modo facilitar la generación distribuida a escala doméstica. Finalmente, la infraestructura de comunicaciones es necesaria para el control, monitoreo y diagnóstico remotos de la infraestructura eléctrica, obtenida mediante aplicaciones de automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*). Además, la automatización de alimentador utiliza comunicaciones para recopilar datos en línea de decenas de dispositivos de campo instalados a lo largo del alimentador [35] y ejecutar comandos de control remoto automático o manual para aislar una falla y restaurar el servicio.

La modernización de la red eléctrica, enfocada en la mejora de la confiabilidad de la distribución de energía, depende fuertemente de las tecnologías de la información y las comunicaciones para incrementar la eficiencia. La infraestructura de comunicaciones será híbrida, compuesta de redes de fibra óptica, cobre, inalámbricas, y PLC. En instancias específicas, estos tipos de medios de comunicación dependerán de la infraestructura de comunicaciones actual, la densidad de usuarios, el terreno físico, y la evolución de la tecnología.





### 5.3. EL MODELO ISO OSI

Generalmente, los componentes de un sistema de comunicaciones son descritos en términos del modelo de referencia OSI (*Open System Interconnection*), desarrollado a finales de los 70s por la Organización Internacional de Normalización (*International Organization for Standardization* - ISO). Este modelo conceptual permite representar las interacciones y eventos necesarios para establecer una canal de comunicación entre dos terminales de datos.

Está conformado por siete capas, cada una de las cuales agrupa un conjunto de funciones específicas dentro de la mecánica del flujo de información, como se ilustra en la figura 5.1. El objetivo de la división en capas es lograr la máxima interoperabilidad entre cada una de ellas, manteniendo la independencia de su funcionamiento. Las capas del modelo OSI son: Física, Enlace de Datos, Red, Transporte, Sesión, Presentación y Aplicación.



Figura 5.1. Capas del modelo OSI

Las discusiones de este capítulo se concentran en las tecnologías y sistemas para las capas 1 y 2 del modelo de referencia OSI, esto es, los medios físicos de transporte de datos y la capa de enlace de datos.



## 5.4. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIONES PARA LA RED INTELIGENTE (*SMART GRID*)

La interconexión entre los distintos equipos y dispositivos que conforman el sistema eléctrico requiere de una infraestructura de comunicaciones constituida por varios segmentos específicos. Cada segmento puede ser implementado mediante una diversidad de tecnologías que utilizan diferentes medios de transmisión. En el ámbito de la Red Inteligente (*Smart Grid*), cada segmento de la red de comunicación está relacionado con los dominios de generación, transmisión, distribución y consumidores [32], como se ilustra en la arquitectura de la figura 5.2. Esta arquitectura de comunicaciones extremo a extremo está formada por los segmentos WAN (*Wide Area Network*), *Backhaul*, *Last Mile* (Última Milla) y *Customer Premises* [5], que son descritos a continuación.

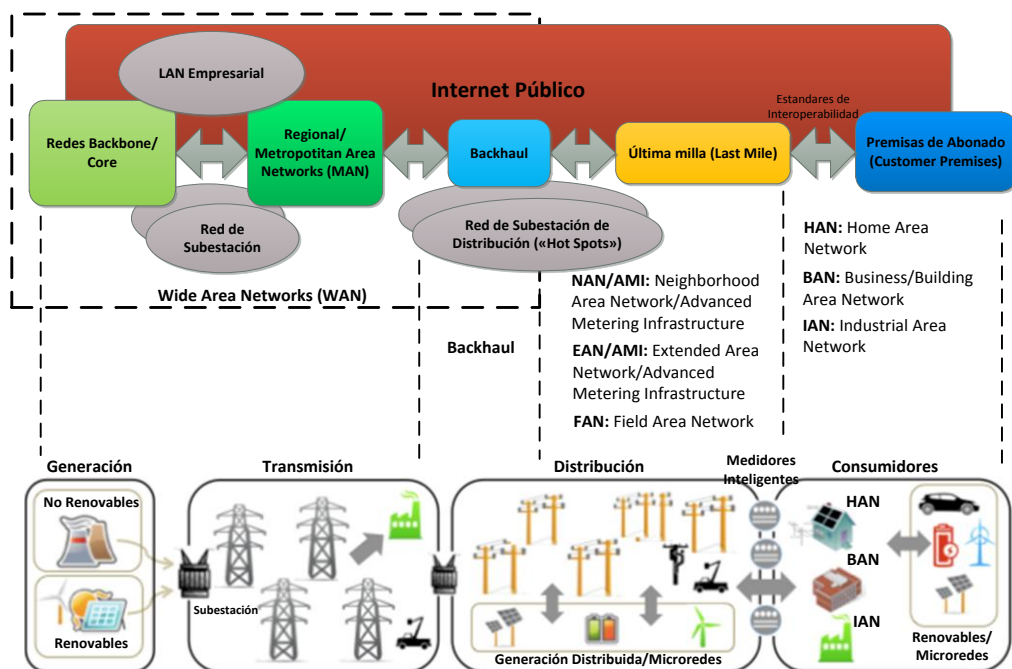


Figura 5.2. Arquitectura de comunicaciones para Smart Grid [5].

**WAN (*Wide Area Network*):** es la infraestructura de comunicaciones que conecta las redes de comunicación de generación, subestaciones, *backhaul* y última milla desde/hacia el centro de control y operaciones de la compañía de electricidad. La WAN está formada por un *backbone/core network*, que se conecta al *backbone* principal de un proveedor de servicio o al *backbone*



inter-empresas, y una red de área metropolitana (*Metropolitan Area Network* - MAN) o regional. Por lo tanto actúa de puente entre el *backbone* principal y el *backhaul*.

Una WAN cubre los requerimientos de comunicación entre sitios distantes dentro de áreas geográficas extensas con dimensiones metropolitanas, regionales o nacionales. Pese a su gran extensión geográfica, las WAN no poseen la dispersión suficiente para cubrir la infraestructura dispersa de la red de distribución y los consumidores de forma individual. Puede utilizar tecnologías inalámbricas o cableadas (p. eje. fibra óptica). Generalmente estas redes son construidas y operadas por las propias empresas de electricidad, aunque es común que puedan ser contratadas como un servicio suministrado por una operadora de telecomunicaciones pública o privada.

**Backhaul:** es la red de comunicaciones que conecta la WAN con la red de última milla. A través de este segmento de red se interconecta el centro de control y operaciones con la WAN, las redes de las subestaciones de distribución, DER (*Distributed Energy Resources*), FAN (*Field Area Network*), los puntos de acceso NAN (*Neighborhood Area Network*), etc. La red *backhaul* puede ser de propiedad de la compañía de electricidad y/o administrada por un proveedor de servicios de telecomunicaciones público. En este segmento de la red de comunicaciones se puede utilizar tecnologías inalámbricas (3G, 4G, WiMAX, radio, etc.) o por cable (fibra óptica, xDSL, cable, etc.). En algunos casos el *backhaul* no es usado, por ejemplo cuando la compañía de electricidad gestiona las redes directamente desde un centro de operaciones centralizado.

**Última Milla (*Last Mile*):** la última milla es una red de comunicaciones cableada o inalámbrica de dos vías sobrepuesta por encima del sistema eléctrico de distribución. Es el segmento donde la mayoría de los elementos del sistema eléctrico de distribución y los sub-sistemas de la *Smart Grid* están localizados. Contiene a los medidores inteligentes, los dispositivos inteligentes de campo (p. ej. IEDs), la automatización de la movilidad de la fuerza de trabajo en campo, las fuentes distribuidas (*Distributed Resources - DR*) y la automatización de subestaciones. La última milla, especialmente



para las aplicaciones AMI (lectura remota de medidores, control de carga, respuesta de la demanda, etc.) es el promotor de la mayor parte del despliegue *Smart Grid*, por lo que este segmento es considerado el más importante de la *Smart Grid* hoy en día.

El segmento de última milla es una alternativa de tecnología de red multi-propósito para servicios AMI (medidores inteligentes, respuesta de la demanda, etc.), automatización de la distribución (dispositivos inteligentes en campo) y automatización de subestación. Por lo tanto, la última milla puede estar compuesta de tecnologías de red individuales con diferentes propósitos y características (desempeño, seguridad, gestión, etc.) para cada aplicación particular. En un extremo se conecta con los medidores inteligentes (en las dependencias de los consumidores), los dispositivos de campo de los alimentadores, y algunas veces con las subestaciones de distribución. En el otro extremo, los puntos de acceso (*Access Point - AP*) de la red de última milla interactúan con la red *backhaul*, donde los datos son recopilados/agregados para ser transportados desde/hacia la WAN.

La red de última milla también es conocida como *Neighborhood Area Network* (NAN), *Field Area Network* (FAN) o *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) dependiendo de las características de la red, los servicios ofrecidos, la topología y geografía de la red, y la tecnología utilizada.

- **FAN (*Field Area Network*):** Esta red conecta las subestaciones de distribución, los alimentadores (dispositivos inteligentes de campo), las DER<sup>48</sup> y *Microgrids* con el centro de control y operación. Por lo tanto, la FAN permite conectar los activos críticos de las empresas de distribución y transportar los datos de control de sus operaciones.
- **NAN (*Neighborhood Area Network*):** Las NAN conectan los medidores inteligentes, los alimentadores (dispositivos de campo), las DER y *Microgrid* con el centro de control y operación. Normalmente, la cobertura de una NAN está limitada a los consumidores residentes en un determinado barrio. Las NAN soportan varias aplicaciones y

---

<sup>48</sup> *Distributed Energy Resources.*



pueden usar tecnología inalámbrica o por cable (PLC, fibra óptica, etc.).

- Este capítulo analiza las tecnologías y medios de comunicación para la última milla, especialmente para las redes FAN, que es el segmento de red donde tiene lugar la mayor parte de las aplicaciones para la automatización de la distribución.
- **Customer Premises:** Comprende las redes de área residencial (*Home Area Network* - HAN), redes de área de negocio/edificio (*Business/Building Area Network* - BAN), y las redes de área industrial (*Industrial Area Network* - IAN). Este segmento de red permite el acceso a los dispositivos internos de las dependencias de los abonados a fin de habilitar los servicios avanzados como la generación distribuida y la respuesta de la demanda. Los medidores inteligentes realizan la función de *gateway* entre HAN y NAN. Además, estas redes también se conectan a los elementos auxiliares que pueden estar fuera de las dependencias del consumidor, tales como los vehículos eléctricos (*Plug-in Electrical Vehicle* - PEV), las fuentes solares y eólicas, y los dispositivos de almacenamiento de energía.

## 5.5. REQUERIMIENTOS Y TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN PARA LA RED INTELIGENTE

La evaluación de los diferentes sistemas de comunicaciones para el transporte de datos entre los diversos elementos del sistema eléctrico de potencia, y en el caso de DA entre el centro de control y los equipos de campo de la red de distribución, debe ser realizada en una etapa previa de planificación. Las métricas fundamentales a tener en cuenta en la evaluación de una red de comunicaciones son [9]:

- La tasa de datos promedio del sistema
- La capacidad de manejo de la cantidad de datos requerido



- El *throughput*<sup>49</sup>, la latencia y el tiempo de respuesta del sistema, que deben cumplir los requerimientos de las aplicaciones *Smart Grid*
- La confiabilidad del sistema comunicaciones
- El nivel de seguridad
- El alcance o cobertura requerido del sistema de comunicaciones
- La escalabilidad de la red de comunicaciones para permitir el crecimiento y nuevas aplicaciones.
- La estandarización

Las métricas más significativas en el ámbito de la *Smart Grid* y DA son las definidas a continuación. En la siguiente sección se especifica los requerimientos de éstas métricas para cada uno de los segmentos de la red de comunicaciones de la *Smart Grid*.

**Tasa de datos:** también conocido como ancho de banda, es la capacidad de transferencia de información de un canal. Para un canal con transmisión de señales digitales, el ancho de banda es la velocidad de los datos, medida en bits por segundo (bps). Los diferentes segmentos de la Red Inteligente tienen diferentes requerimientos de velocidad.

**Latencia:** es el tiempo máximo en el que un determinado mensaje llega a su destino a través de la red de comunicaciones. Los mensajes comunicados entre los dispositivos del sistema eléctrico tienen diferentes requerimientos de latencia. Por ejemplo, la información de protección y los comandos intercambiados entre los IEDs<sup>50</sup> de la red de distribución requieren una latencia más baja comparado con los requerimientos de los mensajes SCADA intercambiados entre los sensores y el centro de control. Además, los mensajes pueden ser originados por eventos (p. ej. los relacionados con protección y control), o periódicos (p. ej. los relacionados al monitoreo de medidas analógicas). La arquitectura de la red de comunicación determinará la cantidad de saltos que un mensaje debe pasar antes de llegar a su destino. Esto influye directamente en la latencia.

---

<sup>49</sup> *Throughput* es la cantidad de data transferida en una dirección, sobre un enlace, dividida por el tiempo que ésta demora en llegar a destino, expresada en bits o bytes por segundo [12].

<sup>50</sup> Dispositivos Electrónicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Devices –IED*)



**Confiabilidad:** es la capacidad de una red para desempeñarse dentro de sus parámetros de operación normal y proveer un nivel de servicio específico. La confiabilidad puede ser medida como el desempeño mínimo evaluado en un intervalo de tiempo específico, con valores comunes entre 99,9% (confiabilidad de tres nueves) hasta 99,9999% (confiabilidad de seis nueves). La estabilidad de la red eléctrica se puede controlar mediante el envío y recepción de mensajes críticos de los dispositivos inteligentes del sistema eléctrico, los cuales dependen de la confiabilidad del *backbone* y otros segmentos de la red de comunicaciones.

Por otra parte, la confiabilidad del sistema de comunicaciones puede ser afectada por una gran cantidad de fallas. Estas fallas incluyen aquellas producidas por el *time-out*<sup>51</sup>, fallas de la red y fallas en las fuentes. Las fallas de *time-out* ocurren cuando el tiempo empleado para detectar, ensamblar, entregar y tomar acción en respuesta a un mensaje de control excede los límites establecidos. Una falla de la red ocurre cuando hay una avería en una de las capas de la pila de protocolos usada para la comunicación. Por ejemplo, el ruido e interferencia en el medio físico puede interrumpir la comunicación. Finalmente, una falla en las fuentes sucede cuando uno de los nodos finales, transmisor o receptor, tiene una avería.

**Seguridad:** los sistemas eléctricos de distribución pueden extenderse sobre áreas geográficas considerablemente grandes, por lo que las redes de comunicaciones deben estar preparadas para los ciber-ataques o intrusiones físicas. La seguridad debe garantizar que los datos de los consumidores permanezcan privados, evitando accesos no autorizados. Esto es particularmente importante para las redes inalámbricas, como *wi-fi* o *Zigbee*, debido a la naturaleza compartida y accesible del medio de transmisión. Por lo tanto, para proveer ciber-seguridad al sistema eléctrico, es necesario identificar varios casos de uso de las comunicaciones (como respuesta de la demanda, AMI, etc.) y encontrar las soluciones de seguridad más apropiadas para cada caso de uso, tales como el acceso autorizado a los

---

<sup>51</sup> Expiración de un periodo de tiempo establecido.



datos en tiempo real y las funciones de control, y el uso de algoritmos de encriptación [2].

La implementación del sistema de comunicaciones depende, por lo tanto, de los diversos requerimientos y objetivos de las empresas de electricidad, la configuración de la red eléctrica, los sistemas de comunicaciones existentes, entre otros factores. En el caso de DA, la meta es mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema de distribución, lo cual implica servicios de alta calidad y una infraestructura de comunicaciones reforzada. Estos servicios deben permitir el control y la automatización de la mayor cantidad de elementos de la red de distribución, logrando una visión más clara de la red.

Las características y requerimientos para los diferentes segmentos de la red de comunicaciones para la *Smart Grid* son diferentes. Estos requerimientos y características para la implementación de los segmentos WAN, FAN y HAN son descritos en la siguiente sección a través de un conjunto de tablas. La primera tabla muestra las aplicaciones que deben ser soportadas por el correspondiente segmento de red, la segunda tabla describe los requerimientos correspondientes y características del área de comunicación, y la tercera muestra los requerimientos del medio de comunicación los cuales se derivan de las características y requerimientos de las aplicaciones y áreas de comunicación.

### **5.5.1. Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para WAN**

Las aplicaciones típicas soportadas por el segmento WAN de la Smart Grid y sus requerimientos generales son mostrados en la tabla 5.1 [33] [34]. Los requerimientos técnicos de calidad de servicio (*Quality of Service* - QoS) en términos de tasa de transporte de datos, latencia, confiabilidad y seguridad deben ser cumplidos por las diferentes opciones tecnológicas para WAN.





Aplicación	Descripción	Requerimientos de QoS					Respaldo de energía
		Infraestructura de comunicaciones requerida	Tasa transporte de datos	Latencia	Confiabilidad	Seguridad	
<b>Wide-area Situational Awareness (WASA)</b>	Tecnologías para mejorar el monitoreo y control de la red eléctrica a lo ancho de un área extensa. Utilización de sincrofasores para mejorar el monitoreo en tiempo real sobre áreas extensas, además de los sistemas SCADA <sup>52</sup> localizados.	Las tecnologías inalámbricas deben satisfacer las exigentes condiciones de latencia y confiabilidad para tiempo real y monitoreo de área extendida.	600 kbps - 1500 kbps	20 ms - 200 ms	99,999% - 99,9999%	Alta	24 horas
<b>Fuentes de energía distribuidas (DER) y almacenamiento</b>	Integra recursos de energía renovables, fuentes a pequeña escala (baterías de vehículos eléctricos, fuentes de potencia ininterrumpida, etc.), parques eólicos de gran escala, etc., al sistema eléctrico.	Requiere de monitoreo y control en tiempo real de los recursos DER. Puede re-utilizar las redes AMI y PLC, aunque otras tecnologías, tales como enlaces inalámbricos punto a punto o comunicaciones satelitales, pueden ser requeridos.	9,6 kbps - 56 kbps	20 ms - 15 seg.	99% - 99,99%	Alta	1 hora
<b>Automatización de la Distribución (Distribution Automation - DA)</b>	Automatiza el monitoreo y control de la red de distribución para una efectiva detección de fallas y restauración del servicio	Puede re-utilizar las redes AMI y PLC. Las tecnologías inalámbricas juegan un papel importante para evitar ubicaciones riesgosas. Requerimientos de latencia exigentes.	9,6 kbps - 100 kbps	100 ms - 2 seg.	99% - 99,999%	Alta	24 - 72 horas

Tabla 5.1. Aplicaciones soportas por WAN [33] [34]

<sup>52</sup> Supervisory Control and Data Acquisition.



Adicionalmente a los requerimientos de QoS, el escenario WAN tiene ciertas características (tales como un área amplia de comunicaciones) que tienen un impacto sobre los requerimientos del medio de comunicación. Estas características y requerimientos están resumidos en la tabla 5.2.

<b>Características y requerimientos de WAN</b>	<b>Requerimientos correspondientes sobre la tecnología de comunicaciones</b>	<b>Requerimientos correspondientes sobre la capa de medios de comunicación</b>
<b>Distancias grandes entre los nodos que se comunican</b>	Rangos largos de comunicación	Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, rangos de radio largos
<b>La información intercambiada depende críticamente del tiempo</b>	Latencia baja	Alta tasa de transporte de datos, baja tasa de errores, duración corta de trama
<b>El intercambio de información es confidencial</b>	Seguro	Seguridad en la capa de enlace de datos
<b>Altos requerimientos de confiabilidad</b>	Redundancia y tolerancia a fallas	Medios de comunicación confiables (espectro licenciado, interferencia más baja, etc.)
<b>Información con diferentes requerimientos de QoS</b>	-	Buen soporte de QoS
<b>Conecta nodos en donde la densidad de nodos puede variar significativamente en diferentes áreas geográficas</b>	La topología de red debe soportar una densidad de nodos variante	Soporte de nodos retransmisores para abastecer a los nodos en regiones geográficamente dispersas
<b>Interoperabilidad entre vendedores</b>	El sistema debe estar basado en estándares internacionales	La capa de medios de comunicación está basada en estándares internacionales

Tabla 5.2. Características y requerimientos de WAN [33] [34]

Los requerimientos descritos en la tabla anterior, son cubiertos mediante la implantación de un sistema de comunicaciones inalámbrico o cableado, o una combinación de ellos, que soporten las propiedades mostradas en la tabla 5.3.



Requerimientos de la capa de medios de comunicación WAN	Requerimientos para sistemas por cable	Requerimientos para sistemas inalámbricos
Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, rangos de radio largos	Sistema de comunicaciones por cable de largo alcance, tal como fibra óptica	Bandas de frecuencia con las pérdidas de propagación más bajas
Alta tasa de transporte de datos, baja tasa de errores, duración corta de trama	Throughput alto	Alta eficiencia espectral
Seguridad en la capa de enlace de datos	Capa de medios de comunicación segura	Mecanismos de seguridad de la capa de enlace de datos
Medios de comunicación confiables (espectro licenciado, interferencia más baja, etc.)	NA	Debido a los altos requerimientos de confiabilidad y potencia de transmisión, es mejor tener un espectro licenciado y evitar interferencias
Antena direccional y otras propiedades de línea de vista ( <i>Line of Sight - LOS</i> )	NA	Buen soporte para comunicaciones de línea de vista y antenas direccionales
Buen soporte de QoS	Soporte de QoS	Es imprescindible un buen soporte de calidad de servicio y bajas latencias
La capa de medios de comunicación está basada en estándares internacionales	Capa de medios de comunicación estandarizada	Tecnología basada en estándares

Tabla 5.3. Requerimientos de la capa de medios de comunicación (capa 1 y 2) para WAN [33] [34].

Sobre la base de los requerimientos de la capa de medios de comunicación para los sistemas por cable, se establece que la fibra óptica es una tecnología adecuada para WAN. Solamente ciertas partes de la WAN pueden ser cubiertas con PLC. En el lado de los sistemas inalámbricos, los enlaces microonda punto a punto, WiMAX y LTE son apropiados como medio de comunicación para WAN. Todas estas tecnologías, inalámbricas y cableadas, son analizadas en detalle en la sección 5.6.

### 5.5.2. Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para FAN

En el segmento FAN, los requerimientos de QoS para los medios de comunicación son ligeramente menos estrictos que para WAN debido a que la agregación de mensajes no es tan alta como en el escenario WAN. Las aplicaciones típicas soportadas por las redes FAN y sus requerimientos generales son mostradas en la tabla 5.4 [33, 34].



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Aplicación	Descripción	Requerimientos de QoS					Respaldo de energía
		Infraestructura de comunicaciones requerida	Tasa de transporte de datos	Latencia	Confiabilidad	Seguridad	
<b>Advanced Metering Infrastructure (AMI)</b>	Capacidad de comunicación de dos vías para el seguimiento de datos del consumo de energía para la gestión de la red, de las interrupciones y la facturación	Red jerárquica multi-nivel compuesta de medidores inteligentes HAN, puntos de agregación de datos, cabecera empresarial	10 kbps - 100 kbps por nodo (500 kbps para el <i>backhaul</i> )	2 seg - 15 seg	99% - 99,99%	Alta	No necesario
<b>Respuesta de la Demanda (Demand Response - DR)</b>	Sistema para reducir el consumo de energía por parte de los consumidores en respuesta al precio y la carga del sistema, a fin de que las cargas picos puedan ser gestionadas	Los sistemas DR pueden compartir la infraestructura AMI	14 kbps - 100 kbps por nodo o dispositivo	500 ms - varios minutos	99% - 99,99%	Alta	No necesario
<b>Transportes eléctricos</b>	Carga de vehículos eléctricos híbridos y su uso como dispositivos de almacenamiento	Puede re-utilizar las redes AMI agregando la necesidad de movilidad debido a la itinerancia vehicular	9,6 kbps - 56 kbps (la meta es 100 kbps)	2 seg - 5 min	99% - 99,99%	Relativamente alta	No necesario
<b>Automatización de la Distribución (Distribution Automation - DA)</b>	Automatiza el monitoreo y control de la red de distribución para una efectiva detección de fallas y restauración del servicio	Puede re-utilizar las redes AMI y PLC. Las tecnologías inalámbricas juegan un papel importante para evitar ubicaciones riesgosas. Requerimientos de latencia exigentes.	9,6 kbps - 100 kbps	100 ms - 2 seg.	99% - 99,999%	Alta	24 - 72 horas

Tabla 5.4. Aplicaciones soportas por FAN [33] [34]



La tabla 5.5 muestra las respectivas características y requerimientos para FAN y su relación con la capa de medios de comunicación.

<b>Características y requerimientos de FAN</b>	<b>Requerimientos correspondientes a la tecnología de comunicaciones</b>	<b>Requerimientos correspondientes a la capa de medios de comunicación</b>
<b>Distancias medias entre los nodos que se comunican</b>	Rangos medios de comunicación	Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, rangos de radio medios
<b>Densidad de nodos variada (densidad alta en áreas urbanas, densidad media en áreas sub-urbanas, y densidad baja en áreas rurales)</b>	Latencia baja	Alta tasa de transporte de datos, baja tasa de errores, duración más corta de trama
<b>Alta confiabilidad</b>	Seguro	Seguridad en la capa de enlace de datos
<b>Comunicaciones permanentes incluso durante interrupciones de energía</b>	Redundancia y tolerancia a fallas	Medios de comunicación confiables (espectro licenciado, interferencia más baja, etc.)
<b>Prioridad de acceso (los nodos de alta prioridad tienen mayor oportunidad de comunicarse exitosamente que los nodos de baja prioridad)</b>	Sistemas de comunicaciones con buenas propiedades de línea de vista (LOS)	Antenas direccionales y otras propiedades adecuadas de LOS
<b>Manejo de transmisiones simultáneas/casi simultáneas de grandes cantidades de dispositivos (durante interrupciones de energía)</b>	Habilidad para manejar picos grandes de tráfico de comunicaciones	Buen soporte de QoS
<b>Soporte de comunicaciones de grupo (p. ej. los medidores en regiones geográficas pueden ser agrupados para facilitar la gestión y el reporte de eventos)</b>	La red debe soportar comunicaciones por difusión	Soporte de identificación de grupo, configuración de grupo y gestión en la capa de medios de comunicación
<b>Interoperabilidad entre vendedores</b>	El sistema debe estar basado en estándares internacionales	La capa de medios de comunicación está basada en estándares internacionales

Tabla 5.5. Características y requerimientos de FAN [33] [34]

De forma similar que en el caso WAN, un sistema de comunicaciones inalámbrico o cableado, o una combinación de ellos, es utilizado para cumplir los requerimientos de la capa de medios de comunicación de FAN



(tabla 5.5). Estos sistemas deben soportar las propiedades mostradas en la tabla 5.6.

<b>Requerimientos de la capa de medios de comunicación FAN</b>	<b>Requerimientos para sistemas por cable</b>	<b>Requerimientos para sistemas inalámbricos</b>
<b>Alta eficiencia de potencia por unidad de distancia, rangos de radio medios</b>	Sistema de comunicaciones por cable de largo alcance, tal como fibra óptica	Bandas de frecuencia con las pérdidas de propagación más bajas
<b>Alta tasa de transporte de datos, baja tasa de errores, duración más corta de trama</b>	Throughput alto	Alta eficiencia espectral
<b>Seguridad en la capa de enlace de datos</b>	Capa de medios de comunicación segura	Mecanismos de seguridad de la capa de enlace de datos
<b>Medios de comunicación confiables (espectro licenciado, interferencia más baja, etc.)</b>	NA	Debido a los altos requerimientos de confiabilidad y potencia de transmisión, es mejor tener un espectro licenciado y evitar interferencias
<b>Antenas direccionales y otras propiedades adecuadas de LOS</b>	NA	Buen soporte para comunicaciones de línea de vista y antenas direccionales
<b>Buen soporte de QoS</b>	Soporte de QoS	Es imprescindible un buen soporte de calidad de servicio y bajas latencias
<b>La capa de medios de comunicación está basada en estándares internacionales</b>	Capa de medios de comunicación estandarizada	Tecnología basada en estándares

Tabla 5.6. Requerimientos de la capa de medios de comunicación (capa 1 y 2) para FAN [33] [34].

Sobre la base de los requerimientos de la capa de medios de comunicación para FAN, se establece que la fibra óptica y PLC son medios de comunicación por cable apropiados para FAN. Por otro lado las tecnologías inalámbricas WiMAX, LTE y WiFi también son adecuados como medios de comunicación FAN. Todas estas tecnologías, inalámbricas y cableadas, son analizadas en detalle en la sección 5.6.



### 5.5.3. Requerimientos y tecnologías de medios de comunicación adecuadas para HAN

Las redes de área residencial de los hogares del futuro deberán soportar nuevas aplicaciones que van más allá de la Red Inteligente. En el futuro, los hogares tendrán numerosos dispositivos en red a varias escalas, incluyendo comunicadores a nano-escala. En estos “ecosistemas” de casa, los sistemas de gestión de la energía enviarán gran cantidad de información hacia la red eléctrica.

Desde la perspectiva de comunicaciones, el cableado debe desaparecer. Al mismo tiempo, se requerirá mucho más ancho de banda. Además, en las casas será necesaria la implementación de sistemas para transmisión inalámbrica de energía hacia estos dispositivos. En la tabla 5.7 se resumen las principales propiedades que deberán cumplir los medios inalámbricos y cableados de las redes HAN.

Requerimientos de la capa de medios de comunicación HAN	Requerimientos para sistemas por cable	Requerimientos para sistemas inalámbricos
<b>Corto alcance con habilidad para penetrar paredes</b>	Sistema de comunicaciones por cable con gran ancho de banda, tal como fibra óptica	Bandas de frecuencia con rangos de alcance de radio pequeños
<b>Tasa de datos extremadamente alta, baja tasa de errores, alto grado de respuesta</b>	Throughput alto	Alta eficiencia espectral
<b>Seguridad multi-nivel en la capa de enlace de datos</b>	Capa de medios de comunicación segura	Mecanismos de seguridad de la capa de enlace de datos
<b>Gran cantidad de dispositivos diversos y puntos finales a ser conectados</b>	Enlaces compartidos físicamente	Gran cantidad de canales con asignación adaptativa
<b>Buen soporte de QoS</b>	Soporte de QoS	Es imprescindible un buen soporte de calidad de servicio y bajas latencias
<b>Co-existencia con sistemas de transmisión inalámbrica de energía</b>	Cableado estructurado	Separación de bandas

Tabla 5.7. Requerimientos de la capa de medios de comunicación (capa 1 y 2) para HAN [33] [34].



## 5.6. TECNOLOGÍA Y MEDIOS DE COMUNICACIÓN PARA DA Y SMART GRID

Los sistemas de comunicaciones para la Red Inteligente deben cumplir varios requerimientos exigentes, como se discutió en la sección anterior. Estos sistemas pueden utilizar medios de comunicación inalámbricos o por cable, lo cuales deben tener las propiedades adecuadas para cada segmento de la red de comunicaciones (WAN, FAN, HAN). Esta sección expone las principales tecnologías y medios de comunicación Smart Grid que tienen un gran potencial para ser utilizados en la automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*).

La automatización de la distribución utiliza primordialmente las tecnologías del segmento FAN de las comunicaciones *Smart Grid*. Sin embargo, otras tecnologías WAN, incluidas las de *backhaul*, pueden ser aplicadas adecuadamente como soluciones para DA. Para una comprensión adecuada, los medios de comunicación son analizados en dos grupos: comunicaciones por cable, y comunicaciones inalámbricas.

## 5.7. COMUNICACIONES POR CABLE

### 5.7.1. Fibra Óptica sobre las líneas eléctricas

La fibra óptica es una de las infraestructuras de comunicación técnicamente más atractivas dentro de la automatización de los sistemas eléctricos de potencia [2]. Este es el medio de transmisión por cable más avanzado que existe, con características superiores a los otros medios con altas tasas de transmisión de datos (en el orden de gigabytes por segundo) y largas distancias de alcance. Además su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (*Electro Magnetic Interference - EMI*) y de radio frecuencia (*Radio Frequency Interference - RFI*) la convierte en el medio de comunicación ideal para ambientes de operación en Alta Tensión, como en subestaciones y líneas de transmisión [3].





El principio de funcionamiento de la fibra óptica se basa en la propiedad de refracción de la luz. La fibra está hecha de dos materiales (generalmente un núcleo de sílice y un revestimiento) con índices de refracción diferentes (el índice más alto en el núcleo). Cuando la luz ingresa en el núcleo de la fibra, a un ángulo más grande que el ángulo crítico de refracción, la onda de luz es reflejada completamente y permanece atrapada en el núcleo mientras viaja a través de la fibra.

La tecnología de comunicación mediante fibra óptica fue inventada en los años 60, y desde entonces ha mejorado significativamente, doblando su capacidad cada 18 meses [33]. La capacidad de la primera fibra óptica comercial era de 45 Mbps en 1975. En el año 2010, se logró transmisiones de 69,1 Tbps aplicando multiplexación por división de longitud de onda densa (*dense wavelength division multiplex* - DWDM) de 432 longitudes de onda de 171 Gbps cada una sobre una única fibra óptica de 240 km. Si este crecimiento se mantiene, para el año 2020 las tasas de transmisión de datos de la fibra óptica alcanzarán valores en el orden de los pentabits por segundo.

Dependiendo del diámetro del hilo de fibra óptica, éste puede ser mono-modo (SM – *Single Mode*) o multi-modo (MM – *Multi Mode*). La fibra SM es usada para distancias largas, mientras que la MM es usada para distancias cortas, con un alcance máximo de hasta dos kilómetros. Los cables de fibra óptica son construidos con una cantidad variable de hilos de fibra (SM o MM), soportados por un elemento resistente en el centro del cable y por capas externas adicionales que suministran protección contra daños físicos durante la instalación y contra efectos ambientales a lo largo del tiempo.

En la actualidad, las fibras ópticas utilizadas en las líneas de energía eléctrica son del tipo mono modo y son diseñadas para operar eficientemente sobre distancias muy largas con longitudes de onda cercanas a los 1550 nm y 1310 nm. El ancho de banda para la ventana de 1550 nm es de 180 nm con pérdidas de 0,25 dB/km, mientras que el ancho de banda para la ventana de 1310 nm es de 80 nm con pérdidas de 0,38 dB/km, como se ilustra en la figura 5.3. Estas dos ventanas ocurren debido a que a estas



frecuencias, la dispersión de *Rayleigh*<sup>53</sup> es mínima (0,25 dB/km y 0,38 dB/km, respectivamente). Estas bajas pérdidas permiten que las señales de luz puedan viajar de 95 a 110 km sin amplificación.

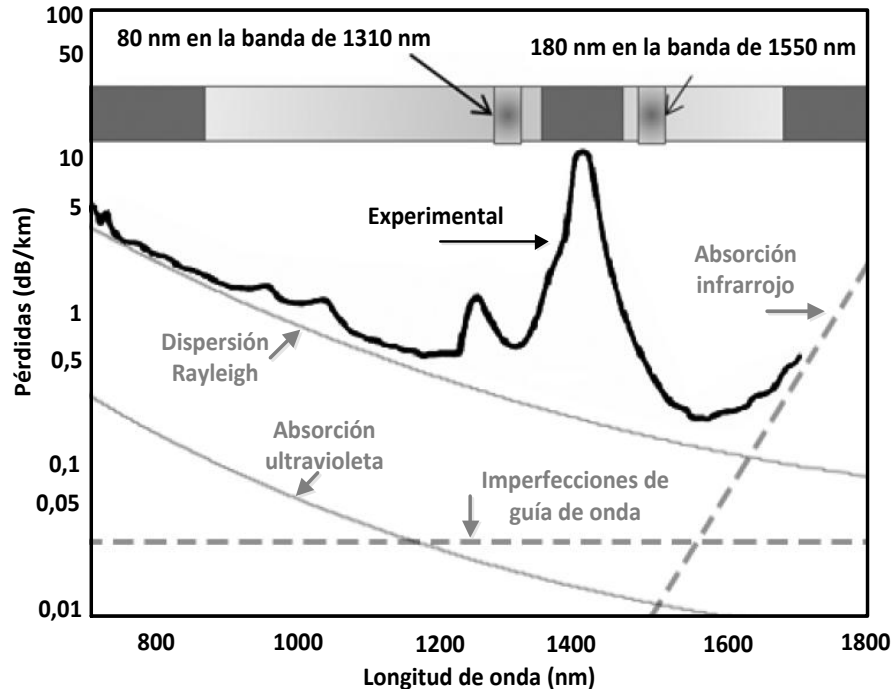


Figura 5.3. Atenuación de la fibra óptica para varias longitudes de onda [19].

La fibra óptica aérea se está convirtiendo rápidamente en un componente integral de la infraestructura de transmisión eléctrica a nivel mundial. Normalmente, las líneas de transmisión de alta tensión tienen varios conductores de potencia eléctrica y un cable de guarda o hilo de tierra tendido por encima de las torres. Es común que durante las tormentas se produzcan caídas de relámpagos sobre las torres y conductores debido a que estas son las estructuras conductoras más altas en la mayoría de las zonas rurales. La función del hilo de guarda, al ser el conductor más alto sobre la torre, es atrapar los relámpagos y descargarlos de forma segura hacia tierra, protegiendo los conductores de potencia.

A finales de los años 80 surgió la idea de revestir los hilos de fibra óptica con este cable de tierra. Comparado con los costos de despliegue y mantenimiento de las redes eléctricas, la incorporación de fibra óptica en los conductores eléctricos agregaba un costo poco significativo con relación a

<sup>53</sup> La dispersión de Rayleigh es la responsable de las mayores pérdidas por atenuación en las fibras actuales.



los beneficios potenciales. Un hilo de guarda con 40 – 50 hilos de fibra puede ser construido fácilmente dentro de un simple cable denominado *Optical Ground Wire* (OPGW).

En la actualidad, casi todas las redes eléctricas nuevas utilizan OPGW. Incluso en las redes eléctricas más antiguas que no contemplan fibra en su hilo de guarda original muchas veces se despliegan cables de fibra que se envuelven alrededor de los conductores eléctricos. Un cable OPGW aéreo tiene poca probabilidad de sufrir daños accidentales debido a trabajos de excavación, por ejemplo durante la expansión de carreteras o trabajos de reparación de los sistemas de alcantarillado y agua potable. Además, en la mayoría de los países el marco legal para los derechos de servidumbre faculta el uso de las líneas de energía eléctrica para el despliegue de conductores con fibra óptica.

Generalmente, el cable OPGW contiene de 12 a 64 hilos de fibra, aunque se pueden fabricar cables especiales hasta con 144 hilos. La mayoría de los sistemas OPGW actuales cumplen con los estándares G.652, G.655 y G.656, estos dos últimos para DWDM. En algunos casos, múltiples tipos de fibras son incorporados en el mismo cable a fin de asegurar que las fibras serán optimizadas para cada estrategia de transmisión y que podrán ser aprovechadas eficientemente durante los 20 – 30 años de su vida útil.

El OPGW puede suministrar conectividad punto a punto con fibras dedicadas para las comunicaciones de las subestaciones, pero el uso más común es para redes de comunicaciones multiplexadas sobre este medio. El equipo de la subestación se conecta entonces a un multiplexor de subestación (típicamente un PDH – *Plesiochronous Digital Hierarchy*) que es capaz de transportar datos de manera transparente en forma serial y TCP/IP. La fibra óptica es un medio muy confiable, mejorado aún más por la redundancia en la red de telecomunicaciones con cambio de ruta para las fallas en el camino [6].

Por otro lado, los hilos de fibra óptica también han sido desplegados sobre las líneas de distribución de media tensión. La mayoría de estos hilos son



instalados en cables auto-soportantes y totalmente dieléctricos exclusivos para fibra (*All-Dielectric Self-Supporting* - ADSS). Generalmente, los cables ADSS son fabricados con una gran cantidad de hilos de fibra (mayor a 576) y diseñados con un núcleo seco y gran capacidad de resistencia a las tensiones mecánicas.

Otros despliegues de fibra óptica incluyen *Fiber-To-The-Home* (FTTH) o *Fiber-To-The-Premise* (FTTP), los cuales utilizan generalmente tecnología *Gigabit Passive Optical Network* (GPON). GPON es una arquitectura de red que usa esquemas punto-a-multipunto para servir múltiples edificios. Para garantizar la seguridad de los datos en este tipo de ambientes compartidos se utiliza técnicas de encriptación.

Las redes de fibra óptica pueden utilizar una topología en anillo, protegiéndose contra fallas o daños en equipos o segmentos de red, por lo que esta estructura tiene la capacidad de auto-restauración. Generalmente, los cables de fibra están conectados a equipos terminales que combinan varios canales de baja velocidad para entonces transmitirlos sobre el cable óptico a grandes velocidades.

En general, la infraestructura basada en fibra óptica tiene costos de instalación más altos comparados con otros medios de comunicación. Algunos de estos costos pueden ser recuperados mediante la venta de capacidad (ancho de banda) o renta de hilos oscuros a otros portadores, o incursionando en empresas mixtas junto con éstos. Los sistemas de fibra óptica pueden ser rentables en el *backbone* de las comunicaciones donde los costos pueden ser disgregados entre un gran número de usuarios.

Las tabla 5.8 resume las ventajas y desventajas de la fibra óptica como medio de comunicación en aplicaciones de automatización.



Ventajas	Desventajas
Capacidad: Ancho de banda extremadamente alto (Ofrece comunicaciones de alto desempeño para aplicaciones de automatización). 10 Gbps con una longitud de onda 40 a 1600 Gbps con multiplexación por longitud de onda (WDM). Baja tasa de errores de bit: BER = 10e-15.	Costos de instalación altos
Inmunidad: no irradia cantidades de energía significativas y no capta interferencias de fuentes externas	-

Tabla 5.8. Ventajas y desventajas de la fibra óptica [3] [9] [19]

La capacidad del OPGW excede las necesidades actuales de la gestión de los sistemas eléctricos de potencia. Incluso con la combinación de los requerimientos proyectados de todas las aplicaciones *Smart Grid*, el OPGW mantendrá un altísimo margen de capacidad de reserva. Esta capacidad masiva está destinada a desempeñar un papel significativo en la mejora de la infraestructura nacional de comunicaciones de muchos países, por lo que es poco probable que el OPGW sea usado exclusivamente para la Red Inteligente.

El OPGW no tiene limitaciones previsibles. Sin embargo los mayores retos tecnológicos en la *Smart Grid* es la seguridad. El OPGW puede ser vulnerado por nuevas amenazas debido a su nivel de conectividad. Por lo tanto, la *Smart Grid* requerirá un régimen totalmente nuevo de políticas de seguridad para sus comunicaciones.

### 5.7.2. Power Line Communication (PLC)

PLC (*Power Line Communication*) tendrá un rol importante en la Red Inteligente futura debido a que explota las líneas eléctricas existentes, permitiendo la conectividad a cualquier dispositivo conectado al sistema eléctrico. PLC es una técnica para la transmisión simultánea de datos y electricidad sobre líneas de energía eléctrica de alta, media y baja tensión. El principio se basa en la transmisión de señales analógicas de alta frecuencia y baja energía sobre la línea misma de potencia.



Durante sus primeros años, PLC suministró servicios de transmisión de datos a baja velocidad, por ejemplo para el control remoto de dispositivos de la red eléctrica. Así, para comunicaciones SCADA, se utilizaba PLC de banda lateral única (SSB) para comunicaciones de datos seriales a velocidades bajas (1200 – 2400 baud). Sin embargo, los recientes desarrollos de la tecnología en ésta área han hecho posible el uso de PLC en comunicaciones de alta velocidad (2 – 3 Mbps) [5] sobre líneas de media y baja tensión [4].

Las líneas de alta tensión (AT) presentan una buena respuesta de canal con atenuaciones que se incrementan con la frecuencia y distancia. Por lo tanto, estos circuitos tienen efectos de propagación multi-vía menores que los circuitos de media y baja tensión, principalmente por la menor cantidad de discontinuidades. Aunque PLC puede transmitir información sobre distancias largas (varios cientos de kilómetros) sobre líneas de AT, el despliegue de esta tecnología en AT no está basado necesariamente en soluciones modernas de comunicaciones. El uso de PLC en líneas de media tensión (MT) provee comunicaciones entre los sensores ubicados en las subestaciones a fin de monitorear su estatus, y detectar y aislar fallas.

Entre las aplicaciones más importantes de PLC en el segmento de baja tensión (BT) del sistema eléctrico está la lectura automática de medidores (*Automatic Meter Reading - AMR*) y la medición inteligente. Sólo en Europa existe cerca de 90 millones de medidores instalados con tecnología PLC [33]. La mayoría de estos sistemas utilizan técnicas PLC de tasas de datos bajas o ultra-bajas sobre una banda de frecuencia angosta (*Narrow Band PLC – NB PLC*). Un aspecto a considerar es la capacidad de las señales PLC para pasar a través de los transformadores de distribución. Una posible solución es el uso de circuitos de acoplamiento (*by-pass*). Otras aplicaciones de PLC en baja tensión (BT) para casas y edificios incluyen el control y monitoreo de la carga. Además, las redes HAN basadas en PLC permite aplicaciones de automatización residencial para incrementar la seguridad, el confort y la calidad de vida.



Por otro lado, las primeras soluciones técnicas de PLC estaban basadas en transmisiones de banda ultra-angosta operando en las frecuencias por debajo de los 3 kHz. Ejemplos de estas tecnologías son el sistema de comunicaciones automático de dos vías (*Two Way Automatic Communications System* - TWACS) y el sistema *Turtle*. Estos sistemas fueron utilizados extensamente para la automatización de la red de distribución y para AMR (*Automatic Meter Reading*), con tasas de datos muy bajas de 60 bps y 1 bps, respectivamente.

Los sistemas PLC de banda angosta (NB PLC), entre 3 y 500 kHz, son comúnmente usados en aplicaciones de relés de protección de líneas de alta tensión. Utilizan mensajes simples, de unos pocos bits, para solicitar al extremo del enlace dedicado la ejecución o deshabilitación del disparo de un interruptor de circuito. Para esto utilizan modulación por desplazamiento de la frecuencia (*Frequency-Shift Keying* - FSK) o por conmutación de amplitud (*Amplitude-Shift Keying* - ASK). Los sistemas *High-rate narrowband PLC* (HDR NB PLC) permiten obtener tasas de datos más altas. Estos sistemas están basados en el acceso múltiple por división de frecuencias ortogonales (*Orthogonal Frequency Division Multiplexing* - OFDM), y están enfocados en aplicaciones en MT y BT.

Otros sistemas PLC han sido desarrollados para aplicaciones de alimentadores de distribución, tales como la lectura remota de medidores y la automatización de la distribución. La frecuencia de trabajo de estos sistemas inicialmente estaba alrededor de los 10kHz. Sin embargo, los bancos de capacitores de corrección del factor de potencia y las impedancias de los transformadores de distribución, en conjunto actúan como un filtro pasa bajos dificultando la transmisión de señales de alta frecuencia. Por otro lado, la utilización de frecuencias más bajas cercanas a la frecuencia de la señal de energía eléctrica, causaba interferencia armónica a la fundamental de la señal de potencia.

Investigaciones recientes han permitido el desarrollo de servicios de alta velocidad con tasas teóricas de transmisión de datos que podrían alcanzar un gigabit por segundo. Estos sistemas son conocidos como PLC de banda



ancha (*Broadband PLC – BB PLC*) o simplemente BPL (*Broadband over Power Lines*). BPL está diseñado para lograr velocidades de transmisión de información de varios megabits por segundo. Utiliza tecnología de espectro ensanchado en el espectro de Alta Frecuencia (3 – 30 MHz), por lo tanto es susceptible de interferir y ser interferido por otros sistemas en el mismo espacio espectral. BPL es una opción interesante para las interconexiones desde los consumidores hasta el transformador de distribución, permitiendo realizar la lectura de los medidores (AMI) y también proporcionando comunicaciones digitales de los datos del consumidor sobre TCP/IP.

La tabla 5.9 resume las ventajas y desventajas de la tecnología PLC aplicado en la automatización de la distribución.

Ventajas	Desventajas
Cobertura extensa: Disponible en todos los lugares que cuentan con redes eléctricas. Ventajoso en subestaciones rurales donde no existe infraestructura de telecomunicaciones.	Fuentes de ruido sobre las líneas eléctricas: Presencia de varias fuentes de ruido como motores eléctricos, fuentes de poder, luces fluorescentes e interferencias de señales de radio. Pueden causar altas tasas de error de bit degradando el desempeño del PLC.
Costos: Puede ser rápidamente desplegada y de forma rentable debido a la utilización de los conductores eléctricos existentes.	Capacidad: Las líneas eléctricas son un medio compartido, por lo que la tasa promedio de transmisión de datos por usuario final es menor a la capacidad total, dependiendo de la coincidencia de utilización.
	Problema de circuito abierto: La comunicación sobre las líneas de potencia es interrumpida en los dispositivos aguas abajo de un circuito abierto. Esto restringe el uso de PLC en aplicaciones que incluyen elementos de maniobra como reconectadores, seccionalizadores, etc.
	Seguridad: La transmisión PLC es de tipo broadcast. Además, los cables de las líneas de potencia no usan apantallamiento ni están trenzados, por lo que producen interferencia electromagnética (EMI). Esta interferencia puede ser fácilmente captada a través de un receptor de radio. Por lo tanto se debe utilizar técnicas de encriptación para prevenir la interceptación de datos críticos.
	Falta de regulaciones para BPL: Se debe establecer límites de potencia de transmisión y las frecuencias utilizadas para PLC para prevenir las interferencias con señales de radio ya establecidas.
	Atenuación y distorsión de la señal: Gran atenuación y distorsión debido a la topología física de la red eléctrica y la fluctuación de la impedancia de carga.

Tabla 5.9. Ventajas y desventajas de PLC [19] [21]

PLC ha alcanzado un nivel de madurez en ciertos escenarios de aplicación, tales como en las redes residenciales y comunicaciones de baja velocidad para las redes de alta y media tensión del sistema eléctrico. Sin embargo, aún está en proceso de evolución para suministrar un medio de comunicación eficiente, confiable y seguro para la lectura automática de medidores (*Automatic Meter Reading - AMR*). La aplicación de PLC para el





soporte del rango completo de aplicaciones del sistema eléctrico es todavía un desafío, tanto en los problemas técnicos por resolver, como en los asuntos regulatorios y modelos de negocio seguidos por la industria de la electricidad.

### **5.7.3. Línea de Suscriptor Digital (*Digital Subscriber Lines - DSL*)**

DSL es una tecnología de transmisión de datos de alta velocidad que usa los cables de cobre de la red de telefonía fija (bucle local de abonado). Es usado principalmente como un servicio económico de banda ancha residencial y para pequeñas oficinas.

La tecnología DLS tiene algunas variantes conocidas como xDSL, en donde *x* denota las variantes. ADSL (*Asymmetric DSL*) envía señales de voz y datos juntos sobre los pares de cobre desplegados entre los usuarios y la oficina central de la compañía telefónica. Para el enlace de bajada (*downstream*), ADSL proporciona una tasa de transmisión de datos de 1,5 Mbps a 8 Mbps (dependiendo de las características de la línea telefónica), mientras que para el enlace de subida (*upstream*) el rango está entre 16 kbps y 640 kbps.

Otras variaciones de DSL proporcionan velocidades de datos más altas. HDSL (*High speed DSL*) es usada para enlaces T1 (1,544 Mbps) punto a punto, y SDSL (*Symmetric DSL*) para transportar un T1 sobre un par simple. VDSL (*Very high speed DSL*) puede soportar hasta 52 Mbps en el *downstream* sobre longitudes cortas. ADSL puede operar sobre longitudes de hasta 6000 metros, mientras que VDSL tiene un alcance de hasta 300 metros manteniendo las condiciones óptimas de velocidad.

DSL presenta una amplia disponibilidad, bajo costo y un ancho de banda alto, que lo potencia como un candidato sólido para el despliegue de las comunicaciones para la *Smart Grid* [5].

La tabla 5.10 resume las ventajas y desventajas de la tecnología DSL.



<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Amplia disponibilidad	LA confiabilidad y los tiempos de corte del servicio pueden no ser aceptables para aplicaciones críticas de automatización
Bajo costo	Dependencia de la distancia, limitado a longitudes de circuito menores a 3,6 km sin repetidores
Alta velocidad	Generalmente no implementado en áreas rurales debido a los altos costos de instalación en áreas con densidad poblacional baja

Tabla 5.10. Ventajas y desventajas de DSL [19]

## 5.8. COMUNICACIONES INALÁMBRICAS

Existen muchas opciones de tecnología de comunicaciones inalámbricas aplicadas a la automatización de los sistemas eléctricos de potencia [7]. Las comunicaciones inalámbricas tienen muchos beneficios potenciales en el control y monitoreo remoto de subestaciones, como por ejemplo el ahorro en los costos de cableado y una rápida instalación de la infraestructura de comunicaciones.

Sin embargo, la tecnología inalámbrica es más susceptible a la interferencia electromagnética (EMI) y a menudo tiene limitaciones en la capacidad de ancho de banda y la distancia máxima entre los dispositivos que se requiere intercomunicar. Además, las ondas de radio son propagadas libremente en el aire, estando a expensas de interceptaciones mal intencionadas, por lo que la seguridad es un aspecto prioritario en las comunicaciones inalámbricas.

En la mayoría de los casos, las empresas de energía eléctrica que incursionan en las comunicaciones inalámbricas tienen dos opciones: utilizar una infraestructura de comunicaciones existente de una red pública o privada, por ejemplo una red celular; o instalar una red inalámbrica privada propia. La primera opción puede ofrecer una rentabilidad interesante debido al ahorro en las inversiones de infraestructura. La segunda opción permite a las empresas de electricidad tener más control sobre su red de comunicaciones. Sin embargo la inversión inicial es significativa así como los costos de operación y mantenimiento de la red [7].



Las comunicaciones inalámbricas son un excelente candidato para la automatización de los alimentadores del sistema de distribución. Las redes inalámbricas no son afectadas por fallas en las líneas de potencia, y además no requieren de un conducto físico. Por ejemplo cuando un poste es dañado, las comunicaciones inalámbricas se mantienen inalteradas suministrando un servicio de transporte de datos continuo a un costo rentable en comparación con otras alternativas de comunicación tales como PLC o fibra óptica. La tecnología inalámbrica puede soportar métodos centralizados o descentralizados de reconfiguración de circuitos de alimentador sin cambios significativos en la topología de la red inalámbrica.

En las siguientes secciones se analizan las principales tecnologías inalámbricas para la automatización de la distribución y en general para la *Smart Grid*.

### **5.8.1. Redes Celulares**

Las redes de comunicación celular han captado la atención de los investigadores y desarrolladores durante los últimos años. Así, esta tecnología avanza firmemente dentro del mundo de las redes inalámbricas de servicio público.

Constituyen una buena opción para las comunicaciones entre los dispositivos de campo de la *Smart Grid* y la automatización de la red eléctrica de distribución [22]. La infraestructura de comunicaciones existente evita a las empresas de electricidad incurrir en gastos operacionales para la construcción de una infraestructura propia dedicada. Actualmente, la comunicación celular tiene una difusión muy grande por lo que se constituye en una solución rentable en el mercado de las telecomunicaciones. Respecto de la seguridad, estas redes ofrecen fuertes controles en la transmisión de datos.

La tecnología celular es una red de radiocomunicaciones distribuida sobre un conjunto de áreas geográficas delimitadas conocidas como celdas. En esta topología formada por celdas, cada una de ellas tiene varios transmisores inalámbricos de baja potencia, operando en las bandas de



frecuencias licenciadas de 824 – 894 MHz y 1900 MHz [19]. La velocidad de transmisión de la información puede alcanzar los 240 Kbps con distancias de cobertura que dependen de la disponibilidad del servicio celular [8]. Para el intercambio de datos entre celdas, los usuarios o dispositivos finales pueden utilizar módems celulares, que facilitan la comunicación punto a punto con un flujo de datos ininterrumpido. Estos módems además pueden recibir información desde interfaces de usuario seriales o ethernet y retransmitir la información sobre la interfaz de radio hacia la red celular.

La primera generación (1G) de redes celulares utilizaba sistemas analógicos y estaban enfocados principalmente en la transmisión de voz. AMPS (*Advanced Mobile Phone Service*) fue una tecnología 1G que usaba acceso múltiple por división de frecuencia (*Frequency Division Multiple Access - FDMA*). Para aplicaciones de datos digitales, como en DA, utilizaba tres métodos: módems, el canal de control y CDPD (*Cellular Digital Packet Data*) [11]. Con CDPD se podía alcanzar velocidades de hasta 19,8 kbps aprovechando el ancho de banda no utilizado por los canales de voz de AMPS. La segunda generación (2G) relevó a las redes 1G en la década de los 90s. En Europa, el estándar GSM (*Global Special Mobile o Global System for Mobile Communications*) fue desarrollado como una tecnología digital para telefonía celular. En Norte América, surgieron los estándares IS-95 e IS-136 (*Digital AMPS*), basados en CDMA (*Code Division Multiple Access*) y TDMA (*Time Division Multiple Access*) respectivamente. Originalmente, los sistemas 2G no tenían soporte para transmisión de paquetes de datos digitales. Esta característica fue incorporada posteriormente.

Los sistemas 2.5G, y las siguientes generaciones como 3G y 4G, son tecnologías celulares que soportan la transmisión de paquetes de datos digitales. En la actualidad, estas son las redes celulares que tienen a su alcance las empresas de distribución para sus despliegues de aplicaciones como la medición inteligente y la automatización de la distribución.

**5.8.1.1. Redes Celulares 2.5G: GPRS/EDGE/1xRTT**

El término 2.5G no está oficialmente definido. Se lo utiliza para describir sistemas 2G que incorporan un dominio de conmutación de paquetes en complemento al dominio de conmutación de circuitos. GPRS (*General Packet Radio Service*) y EDGE (*Enhanced Data rates for GSM Evolution*) son sistemas de comunicación de paquetes de datos construidos sobre la tecnología GSM. 1xRTT es un sistema de comunicación de paquetes de datos basado en CDMA (IS-95B). El término “1x” hace referencia al uso de un canal CDMA de 1,25 MHz, y “RTT” proviene del *Radio Transmission Technology*.

La tabla 5.11 contiene los principales parámetros de las tres tecnologías [9].

Tecnología	Tasa de datos máxima (kbps)	Tasa de datos típica (kbps)	Latencia (msec)	Tamaño de clave de encriptación
<b>GPRS</b>	60	40 - 50	700 - 1000	A5/3 –KASUMI -128
<b>EDGE</b>	Downlink: 384 Uplink: 100	Downlink: 150 Uplink: 50	500	A5/3 –KASUMI -128
<b>1xRTT</b>	144	70	500	Secuencia de 42 bit PN con ORYX para privacidad

Tabla 5.11. Tecnología 2.5G [9]

Aquellos sistemas 2.5G con velocidades mayores a 144 kbps son denominados sistemas 2.75G.

Las tecnologías 2G, 2.5G y 2.75G utilizan tres métodos para comunicarse con el equipamiento final:

- **Módems:** igual que los sistemas analógicos, se emplea un canal de datos sobre la red de circuitos conmutados para transmitir datos de un modem a otro.
- **Canal de Control:** en sistemas CDMA se utiliza los canales de configuración de cada celda para enviar paquetes pequeños de datos hacia los radios celulares montados en el equipamiento de campo. De esta manera se puede monitorear el estatus del equipamiento, así como controlarlos y leer medidas analógicas.



- Radio Paquetes: las tecnologías de paquetes de datos, tales como GPRS y 1xRTT, usan paquetes basados en IP (*Internet Protocol*) para transmitir datos de forma bidireccional sobre las redes inalámbricas. Una vez conectado, el radio se convierte en un nodo IP dentro de la red y puede alcanzar velocidades de entre 85 kB/s hasta 220 kB/s.

#### 5.8.1.2. Redes Celulares 3G: HSPA/EVDO

Los sistemas de tercera generación (3G) ofrecen transmisiones por conmutación de paquetes y por conmutación de circuitos. En 3G, las redes celulares tienen tasas típicas de transmisión de datos mucho más altas (de 144 kbps a 3 Mbps [11]), comparables con DSL, y sobre áreas extensas.

En diciembre de 1998, las asociaciones de telecomunicaciones interesadas en impulsar la evolución de GSM formaron un grupo de colaboración conocido como *3G Partnership Project (3GPP)*, con el cual desarrollaron un estándar para la interfaz de aire denominado *Wideband Code Division Multiple Access (WCDMA)*. Paralelamente se formaba el 3GPP2 entre aquellas asociaciones interesadas en el avance de los sistemas CDMA, y desarrollaron una interfaz conocida como CDMA2000.

Actualmente existen dos tecnologías 3G: *High Speed Packet Access (HSPA)* y *Evolution-Data Optimized (EV-DO)*.

Evolucionado a partir de UMTS (*Universal Mobile Telecommunications Systems*), HSPA está basado en la tecnología *wideband-CDMA* pero con mejoras en los canales *downlink* y *uplink* a través de dos protocolos de paquetes de datos celulares: *High-Speed Downlink Packet Access (HSDPA)* y *High-Speed Uplink Packet Access (HSUPA)*.

EV-DO está definido en el estándar TIA-856 (*Telecommunications Industry Association 2004*). De acuerdo a la especificación 856-A, conocida como EV-DO Rev. A, EV-DO es una evolución de las tecnologías CDMA2000 y 1xRTT [35]. Tanto HSPA como EVDO ofrecen un ancho de banda comparable con la tecnología DSL, y también proveen de movilidad y cobertura mejorada con relación a las redes 802.11 que se discuten más adelante. Estas tecnologías son resumidas en la tabla 5.12.



Tecnología	Tasa de datos máxima (kbps)	Tasa de datos típica (kbps)	Latencia (msec)	Tamaño de clave de encriptación
<b>HSPA</b>	Downlink: 7200 Uplink: 5800 (HSUPA), 384 (UMTS)	Downlink: 2000 Uplink: 2000 (HSUPA), 256 (UMTS)	150 ms	KASUMI (f8) y (f9)
<b>EVDO Rev. A.</b>	Downlink: 3100 Uplink: 1800	Downlink: 450 - 800 Uplink: 300 - 400	50 - 150 ms	Secuencia de 42 bit PN con ORYX para privacidad

Tabla 5.12. Tecnologías 3G [35]

La tecnología 3G no ha sido explotada en todo su potencial por las empresas de electricidad para la automatización de la distribución. En aplicaciones SCADA no se requieren altas tasas de datos, sin embargo un buen ancho de banda es necesario en la descarga de logs de eventos, información de fallas y configuración remota de IED.

#### 5.8.1.3. Redes Celulares 4G: LTE/HSPA+, UMTS

El sistema HSPA+ o *Evolved-HSPA* es una mejora de HSPA y puede ser considerado como una tecnología intermedia encaminada hacia el estándar LTE (*Long-Term Evolution*). HSPA+ incrementa la tasa de datos ofrecida por HSPA hasta 42 Mbps en la dirección de bajada (*downlink*) para los usuarios cercanos a la estación base de la celda. El enlace de subida (*uplink*) se mantiene con HSUPA limitado hasta 5,8 Mbps. Además las latencias son mejoradas en comparación con HSPA.

LTE es una tecnología celular de cuarta generación, diseñada principalmente para soportar el creciente uso de datos dentro de las redes celulares. De esta manera, LTE es una tecnología *all-IP*<sup>54</sup> (*all-Internet Protocol*) que simplifica la interfaz entre la red celular y la internet. La tecnología LTE está estandarizada en 3GPP *Release 9*<sup>55</sup>. A continuación se listan las principales características de LTE [12]:

- Tasa máxima de datos incrementada: 100 Mbps (*downlink*) y 50 Mbps (*uplink*) usando un espectro de 20 MHz.

<sup>54</sup> Sistema o arquitectura basada totalmente en IP para el transporte y conmutación de datos [10].

<sup>55</sup> <https://www.3gpp.org>



- Reducción de la latencia de la red de acceso de radio hasta 10 ms.
- Eficiencia espectral mejorada (de dos a cuatro veces de HSPA).
- Optimizado para IP
- Soporte para sistemas dúplex por división de tiempo y frecuencia.
- Soporte para trabajar con sistemas 3G.
- Soporte para *broadcasting* mejorado.
- Cobertura y tasas de datos mejorados en el los límites de las celdas.
- Complejidad operacional reducida.

La capa física de LTE usa OFDM (*Orthogonal frequency-division multiplexing*) en el *downlink*, mientras que para el *uplink* usa una versión de OFDM conocida como SC-FDMA (*Single Carrier – Frequency-Division Multiple Access*) [12]. OFDM también es usada en 802.11 y WiMAX. Para el *downlink*, la máxima tasa de datos teórica es de 326,4 Mbps para antenas 4 x 4 MIMO<sup>56</sup>, y 172,8 Mbps para antenas 2 x 2<sup>57</sup>, en la banda de 20 MHz [35]. Para el *uplink*, la máxima tasa de transmisión de datos está limitada a 86,4 Mbps.

La arquitectura de LTE está basada en la LTE-SAE (*LTE System Architecture Evolution*), que define una red simplificada y totalmente basada en IP para manejar el tráfico generado por los usuarios móviles. LTE suministra un ancho de banda semejante a WLAN en una área mucho más grande, y debido a su arquitectura *all-IP* se constituye en una mejora significativa sobre los sistemas 3G.

La tabla 5.13 resume las principales ventajas y desventajas de las redes celulares aplicadas en la automatización de los sistemas eléctricos.

Ventajas	Desventajas
Las compañías de energía no tiene que incurrir en costos para construir una infraestructura de comunicaciones (Redes celulares ya existen).	En situaciones de congestión de la red, los operadores celulares no garantizan la calidad del servicio.
Bajos costos de mantenimiento y operación para los usuarios	Equipamiento inalámbrico no apto para ambientes de subestaciones

<sup>56</sup> 4x4 MIMO indica la disponibilidad de cuatro antenas emisoras y otras cuatro en el extremo receptor.

<sup>57</sup> 2x2 MIMO indica la disponibilidad de dos antenas emisoras y otras dos en el extremo receptor.





Ancho de banda suficiente para aplicaciones Smart Grid	Proveedores de equipos no disponen de dispositivos con una adecuada confiabilidad de nivel industrial
Esquemas de seguridad incorporados	
Amplia cobertura, incluyendo áreas urbanas y rurales. Ideal para comunicaciones de medidores inteligentes.	
Rápido despliegue e instalación	

Tabla 5.13. Ventajas y desventajas de las redes celulares [22] [23] [24]

En aplicaciones prácticas, la tecnología celular cuenta con la ventaja de poseer una infraestructura ya existente. Además, con el crecimiento de las redes 3G y 4G, la calidad del servicio y la velocidad están mejorando constantemente. Los siguientes son ejemplos de aplicaciones de los sistemas celulares en la automatización de la distribución y la *Smart Grid*:

**Interfaz SCADA para subestaciones lejanas:** La cobertura celular está disponible incluso en ubicaciones muy remotas. Existen aplicaciones que utilizan tecnología CDMA para el control y supervisión del sistema eléctrico [22], mediante la implantación de enlaces celulares entre las Unidades Terminales Remotas (*Remote Terminal Unit* - RTU) de las subestaciones y el servidor SCADA. La figura 5.4 presenta el uso de tecnología celular como enlace al SCADA de diferentes sitios remotos del sistema eléctrico. Otras aplicaciones utilizan el servicio GPRS para el monitoreo de las subestaciones [23, 24].

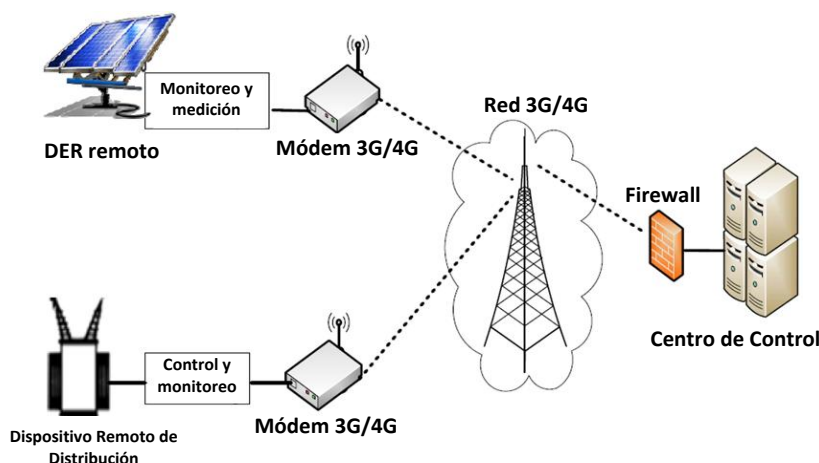


Figura 5.4. Tecnología Celular en aplicaciones SCADA [23] [24]



**Control remoto y supervisión de alimentadores de distribución:** La extensa cobertura de las redes celulares se presenta como una solución atractiva para las empresas distribuidoras para el despliegue de sus sistemas de automatización de alimentadores. Muchas compañías de electricidad han incursionado en el control y la supervisión de su equipamiento de media tensión, especialmente reconectores, mediante el uso de la tecnología CDPD y GPRS como un recurso rentable y de rápida instalación [25, 26, 27, 28, 29]. La figura 5.5 muestra un esquema de supervisión, control y automatización de reconectores que utiliza la tecnología GPRS [27].

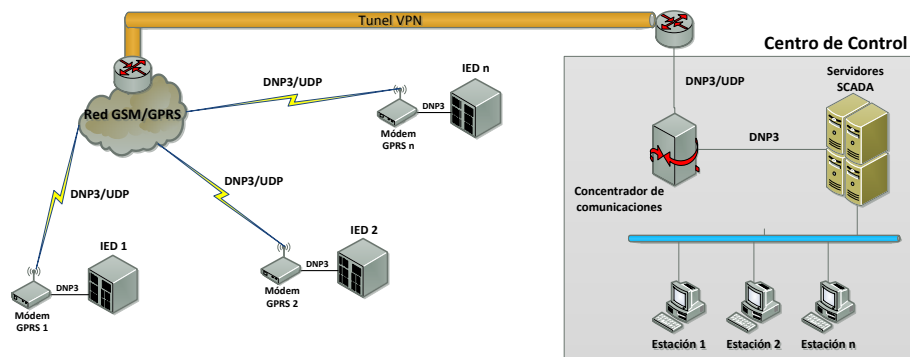


Figura 5.5. Esquema de supervisión, control y automatización de reconectores utilizando la tecnología GPRS [27].

**Monitoreo y medición de DER:** La información no crítica puede ser transportada mediante SMS, siendo esta una solución de bajo costo.

### 5.8.2. *Wireless Local Area Network (WLAN)*

Las redes de área local inalámbricas (WLAN) basadas en el estándar IEEE 802.11 proporcionan una comunicación punto-a-punto y punto-a-multipunto robusta y de alta velocidad [15]. Constituyen la segunda red inalámbrica con mayor despliegue, solo detrás de las redes celulares [9]. IEEE 802.11 adoptó la tecnología de espectro ensanchado (*Spread Spectrum*) debido a que ésta permite que múltiples usuarios puedan ocupar el mismo espacio de frecuencia con niveles mínimos de interferencia entre ellos [16]. A diferencia de WiMAX o las redes celulares, WLAN opera exclusivamente en el espectro no licenciado de 2,4 GHz y 5 GHz.



La primera versión del estándar IEEE 802.11 especificó las redes inalámbricas de área local con velocidades de 1 a 2 Mbps sobre la base de tres tecnologías: *Frequency Hopping Spread Spectrum* (FHSS), *Direct Sequence Spread Spectrum* (DSSS) e Infra-rojo (IR). IEEE 802.11b, conocido como Wi-Fi, proporcionaba una velocidad de 11 Mbps en la banda de frecuencia de 2,4 GHz con la técnica de modulación DSSS [17]. Posteriormente, los estándares IEEE 802.11a y 802.11g habilitaron tasas de datos de hasta 54 Mbps. IEEE 802.11a opera en la banda de 5,8 GHz con modulación OFDM (*Orthogonal Frequency Division Multiplexing*); mientras que IEEE 802.11g, denominada *Enhanced Wi-Fi*, opera a 2,4 GHz con modulación DSSS [18]. La modulación OFDM permite el envío de datos de forma paralela sobre varios canales.

Las nuevas ediciones del estándar mejoran significativamente la velocidad de los datos. Mediante IEEE 802.11n, basado en tecnología MIMO (*Multiple-Input Multiple-Output*), se puede alcanzar tasas de datos de hasta 600 Mbps. IEEE 802.11i, conocido como WPA-2<sup>58</sup>, mejora la ciber-seguridad en las redes inalámbricas usando la técnica de encriptación AES (*Advanced Encryption Standard*) [17].

La tabla 5.14 presenta un resumen de las especificaciones de capa física para WLAN.

Tipo	Fecha Aprobación	Frecuencia de Operación	Modulación	Throughput típico	Tasa de datos neta	Máx. Rango en interiores [m]	Máx. Rango en exteriores [m]
802.11 b	1999	2.4 GHz	DSSS	5 - 7 Mbps	11 Mbps	30	90
802.11 a	1999	5 GHz	OFDM	25 - 14 Mbps	54 Mbps	15	30
802.11 g	2003	2.4 GHz	OFDM	14 Mbps	54 Mbps	30	90
802.11 n	2009	2.4/5 GHz	OFDM con MIMO	100 Mbps (modo HT20 <sup>59</sup> )	150 Mbps	90	180

Tabla 5.14. Capa física IEEE 802.11 [17] [18]

<sup>58</sup> Wi-Fi Protected Access II

<sup>59</sup> HT20: Modo *High Throughput* con canales de 20 MHz.



La tecnología WLAN ha sido utilizada exitosamente para comunicaciones dentro de la subestación, así como para comunicaciones sobre distancias mayores entre el centro de control y la subestación o entre subestaciones [19]. Entre las aplicaciones *Smart Grid* que consideran esta tecnología tenemos la automatización de subestaciones y el monitoreo y control de fuentes de energía distribuidas (*Distributed Energy Resource - DER*). Para la automatización de subestaciones, NIST<sup>60</sup> recomienda el estándar IEC 61850, el cual está fundamentado en redes de comunicaciones ethernet. La tecnología WLAN también es conocida como *wireless Ethernet*, por lo que también puede ser considerada para estas aplicaciones [14]. A continuación se detallan varios ejemplos de aplicación de WLAN en la automatización de los sistemas eléctricos:

**Protección diferencial mejorada de transformadores:** algunas aplicaciones de control y protección de subestaciones basadas en *Spread Spectrum* están registradas en un reporte del IEEE PSRC<sup>61</sup> [16]. El documento incluye aplicaciones al interior de la subestación como la protección diferencial mejorada de transformadores y la falla del interruptor. Los sensores de los cambiadores de tomas bajo carga (*Load Tap Changer - LTC*) pueden tener características inalámbricas que mejoran la protección diferencial del transformador mediante el monitoreo en línea de la posición del LTC, como se ve en la figura 5.6. De la misma manera, WLAN puede ser usada para el monitoreo del equipamiento de patio de una subestación mediante sensores y actuadores con interfaces inalámbricas.

---

<sup>60</sup> *National Institute of Standards and Technology*, es una agencia de la Administración de Tecnología del Departamento de Comercio de los Estados Unidos con la misión de promover la innovación y la competencia industrial en Estados Unidos mediante avances en metrología, normas y tecnología.

<sup>61</sup> *IEEE Power System Relaying Committee*

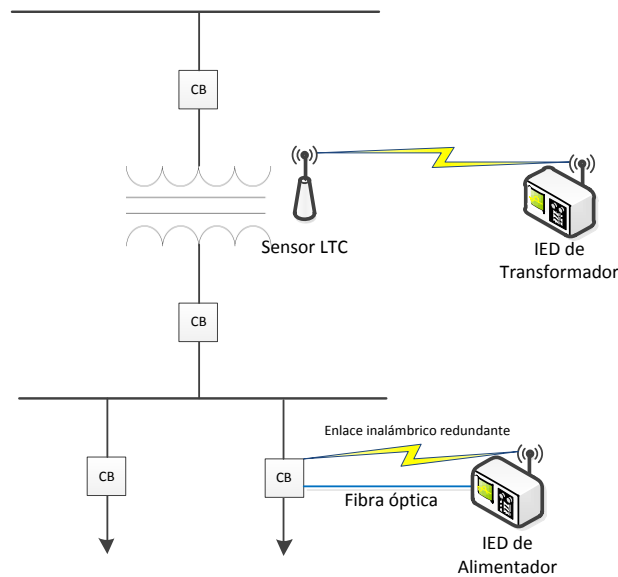


Figura 5.6. Wireless LAN en subestaciones. Adaptación de [14]

**Enlaces redundantes para sistemas de automatización de la distribución:** la tecnología WLAN puede ser utilizada como enlaces en paralelo con cables de fibra óptica para mejorar la confiabilidad de operaciones críticas, como se mostró en la figura 3.

**Protección de línea asistida por comunicaciones:** se ha demostrado [18] que en un ambiente de laboratorio se puede utilizar exitosamente redes Wi-Fi para la protección diferencial de líneas. El concepto se puede extender a las subestaciones, mediante la aplicación de repetidores. Sin embargo, esto incrementa el retardo extremo-a-extremo.

**Control y monitoreo remoto de DER:** los enlaces WLAN punto-a-punto pueden ser utilizados para comunicar los recursos de energía distribuidos con el sistema de automatización de la distribución, especialmente aquellos ubicados en zonas rurales, donde el despliegue de fibra óptica no es viable económicamente.

La tecnología LAN inalámbrica debe reforzar algunos tópicos referentes a:

- Menor confiabilidad y disponibilidad comparado con otros sistemas de comunicación
- Las interferencias electromagnéticas en ambientes de alta tensión pueden disminuir la tasa de datos.



- La interferencia de radio frecuencia del equipamiento inalámbrico puede afectar la funcionalidad del equipo. Las redes Wi-Fi son comúnmente utilizadas en aplicaciones domésticas, y utilizan bandas libres, por lo que la interferencia es un aspecto importante a considerar.
- Disponibilidad limitada de equipamiento WLAN de tipo industrial.

Mediante una adecuada ingeniería y diseño de los sistemas se puede lograr altos índices de confiabilidad y disponibilidad de WLAN (mayor a 99,9 %). Con una apropiada implantación de reconocimiento de mensajes, algoritmos de corrección de errores y *buffering* de datos se puede mejorar la confiabilidad en la transmisión de la información sobre medios inalámbricos. Por otro lado, recientes desarrollos en antenas inteligentes y guías de onda permiten construir equipamiento WLAN con mayor inmunidad a RFI. A medida que el despliegue de la *Smart Grid* se haga más intenso y la inversión en tecnología crezca, será más común encontrar en el mercado equipamiento WLAN adecuado para trabajar en ambientes de alta tensión.

### 5.8.3. WiMAX

*Worldwide Interoperability for Microwave Access* es un estándar del IEEE<sup>62</sup> para redes inalámbricas de área metropolitana (*Wireless Metropolitan Area Network* - WMAN) [13] identificado con la designación 802.16-2004 y 802.16e-2005. El estándar IEEE 802.16-2004 se enfoca en las redes inalámbricas fijas tales como wireless DSL, mientras que el IEEE 802.16e se enfoca en el acceso de banda ancha móvil. Para las comunicaciones fijas están asignadas las bandas de 3,5 y 5,8 GHz, mientras que para las comunicaciones móviles están normadas las bandas 2,3; 2,5 y 3,5 GHz. Los espectros en 2,3; 2,5 y 3,5 GHz corresponden a frecuencias licenciadas, mientras que la banda de 5,8 GHz es un espectro libre.

WiMAX suministra servicios inalámbricos fijos, portables y móviles de alta velocidad (hasta 72 Mbps) con distancias de hasta 10 km. Sin embargo, en

---

<sup>62</sup> *Institute of Electrical and Electronics Engineers*



el límite cercano a los 10 km la tasa de datos puede ser significativamente menor que 72 Mbps. Las latencias en el primer salto de las redes WiMAX están en el orden de 100 ms. La tecnología 802.16-2004 utiliza OFDM con 256 sub-portadoras, mientras que 802.16e usa *Scalable* OFDM con tamaños de transformadas rápidas de Fourier (*Fast Fourier Transform* - FFT) o sub-portadoras de 128, 512 1024 y 2048 para la transición del dominio de la frecuencia al dominio del tiempo. Por lo tanto, los equipos de radio para 802.16-2004 y 802.16e no son compatibles. Las primeras versiones del IEEE 802.16 requerían línea de vista, aunque las últimas versiones del estándar especifican que esto ya no es una necesidad.

Los radio-transmisores de WiMAX emplean diferentes tipos de modulación dependiendo de la frecuencia usada y del tipo de canal. Además, WiMAX soporta el uso de antenas con tecnología MIMO (*Multiple-Input Multiple-Output*) para mejorar la cobertura y *throughput* de los radios. WiMAX puede enviar y recibir información usando el mismo canal mediante duplexación por división de tiempo<sup>63</sup>, o puede usar una canal para enviar y otro para recibir utilizando duplexación por división de la frecuencia<sup>64</sup>.

WiMAX utiliza técnicas del estado del arte para incrementar el rango y *throughput* de sus radios [9]. Estos equipos son complejos, utilizan gran cantidad de potencia y son mucho más caros que los radios IEEE 802.11 (*Wi-Fi*) que ofrecen tasas de velocidad similares pero con un rango mucho más corto.

IEEE 802.16 puede ser utilizado en aplicaciones Smart Grid tales como:

***Wireless Automatic Meter Reading (WMAR)***: la gran cobertura y altas tasas de transmisión de WiMAX hacen de esta tecnología un posible candidato para WMAR como parte de una solución AMI de una empresa de distribución. La figura 5.7 muestra un sistema WMAR basado en WiMAX. El despliegue de WMAR puede reducir los costos operativos de la lectura de medidores, realizada actualmente por personal de las empresas distribuidoras.

---

<sup>63</sup> TDD - *Time Division Duplexing*

<sup>64</sup> FDD - *Frequency Division Duplexing*

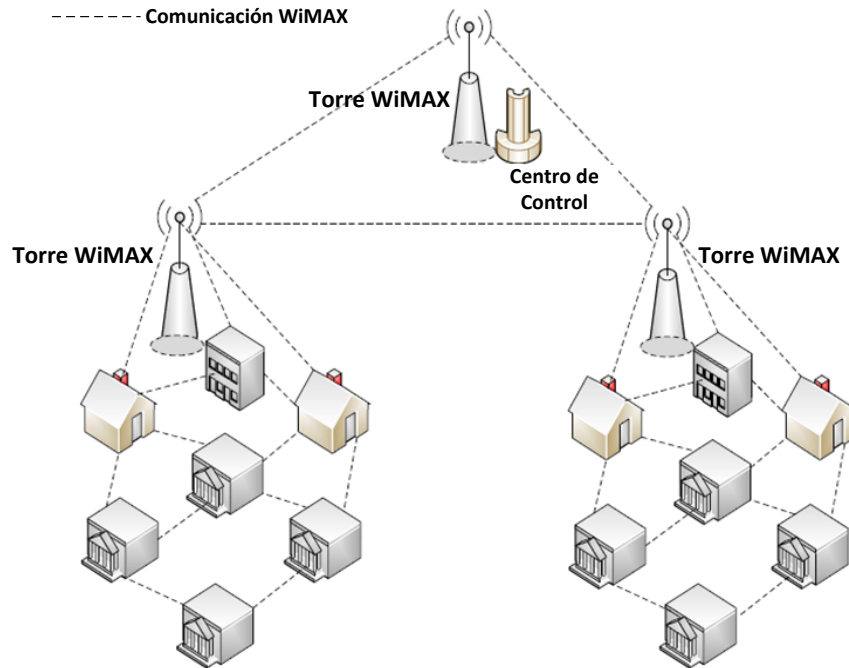


Figura 5.7. WMAR con comunicaciones WiMAX. Adaptación de [14].

**Tarifación en tiempo real:** la tecnología WiMAX aplicada en AMI puede ofrecer modelos de tarificación en tiempo real basado en el consumo de energía en tiempo real de los clientes de la empresa distribuidora. Esta función puede beneficiar a estos clientes mediante el desplazamiento de sus cargas durante horas de consumo pico [2].

**Localización de la falla y restauración:** la mayoría de las redes de distribución de energía no tienen mecanismos dinámicos de detección de fallas, lo cual repercute en la confiabilidad del servicio eléctrico. Con la ayuda de comunicaciones bidireccionales usando tecnología WiMAX, se puede implementar esquemas rápidos de detección de fallas y restauración del servicio.

El despliegue de infraestructura para WiMAX es costoso [8]. El equipamiento de radio frecuencia para una torre WiMAX es altamente costoso, por lo que un adecuado diseño y planificación de la red es fundamental a fin de optimizar la ubicación de los nodos y reducir los costos de infraestructura mientras se garantiza la calidad del servicio (QoS – *Quality of Service*).

Por otro lado, las frecuencias WiMAX arriba de los 10 GHz no pueden penetrar a través de obstáculos. En estas circunstancias, es más práctico





utilizar frecuencias más bajas para aplicaciones AMI, especialmente en áreas urbanas. Sin embargo se debe considerar que las bandas bajas pueden ya estar licenciadas, y por lo tanto la forma más viable de utilizar WiMAX es mediante el arrendamiento del servicio suministrado por terceros.

#### 5.8.4. Sistemas Satelitales

Las comunicaciones satelitales ofrecen una solución alternativa e innovadora para aplicaciones de control remoto y monitoreo de los sistemas de distribución, especialmente de subestaciones. La tecnología satelital permite una cobertura geográfica extensa, convirtiéndose en una excelente opción de comunicación para la automatización de los sistemas eléctricos de potencia, como por ejemplo en subestaciones lejanas en donde otros medios de comunicación, tales como celular, DSL o incluso fibra óptica, no son viables.

Dependiendo de sus órbitas, los sistemas satelitales con altas tasas de datos pueden ser categorizados como satélites de órbita geoestacionaria (*Geosynchronous Orbit - GEO*) y satélites de órbita baja (*Low Earth Orbit - LEO*). El primer satélite de órbita geoestacionaria (GEO) fue construido a inicios de la década de los 60. Los satélites geosíncronos operan en una órbita a una altura fija cercana a los 35.900 km sobre la superficie de la Tierra y giran en círculo directamente sobre el ecuador a una velocidad de 11.000 km/h [8]. Por lo tanto, para un observador estático en la Tierra, por ejemplo una estación terrena, la posición del satélite en el cielo permanece casi estacionaria. Por lo tanto, la estación terrena no necesita antenas con sistemas de rastreo costosos. Actualmente, estos satélites son empleados para la difusión de programas de radio y televisión, y además son útiles para ciertas aplicaciones de datos.

Debido a la gran distancia del satélite, los sistemas GEO requieren de antenas relativamente grandes para mantener la potencia del *transponder*<sup>65</sup> del satélite a un nivel manejable. De igual forma, debido a la distancia de la

---

<sup>65</sup> El término inglés *transponder* viene de la fusión de las palabras inglesas *Transmitter* (Transmisor) y *Responder* (Contestador/Respondedor).



órbita, los retardos de ida y vuelta (desde la Tierra hasta el satélite y viceversa) están en el orden de los 250 ms [9]. Además, en algunos sistemas satelitales la información pasa a través de una estación terrena en cada salto desde o hacia el usuario final, por lo que los retardos de ida y vuelta pueden doblar su valor. En aplicaciones SCADA, donde los protocolos de comunicación requieren el reconocimiento de los mensajes de la capa de enlace de datos, esto adiciona hasta un segundo a cada ciclo de interrogación/respuesta [19]. Esto es inaceptablemente largo y tiene un impacto significativo sobre el *throughput* del sistema.

La segunda tecnología satelital son los satélites LEO. Operan a distancias menores que los anteriores, entre 500 y 2000 km sobre la superficie de la Tierra [8]. Debido a su altura más baja, los satélites están en constante movimiento por lo que no se pueden utilizar antenas fijas altamente direccionales. Sin embargo, estos sistemas requieren de menores niveles de potencia (debido a las alturas más cortas) por lo que una cantidad suficiente de satélites en órbita puede suministrar datos de alta velocidad casi en cualquier lugar de la Tierra. Los sistemas LEO pueden ser desplegados rápidamente usando estaciones terrenas pequeñas.

En soluciones prácticas, la tecnología VSAT (*Very Small Aperture Terminal*) ofrece servicios satelitales que son particularmente adecuados para aplicaciones de monitoreo de subestaciones lejanas [20]. Además del control remoto y monitoreo de subestaciones, las comunicaciones satelitales pueden ser utilizadas, según los estándares actuales de automatización de subestaciones, para la sincronización de tiempo basada en GPS (*Global Positioning System*), con una precisión en el orden de los micro segundos. Por otro lado, los sistemas satelitales pueden ser empleados como enlaces de respaldo para comunicaciones existentes en las subestaciones.

Los sistemas satelitales son objeto de ataques de escucha (*eavesdropping*), de manera que se deben tomar las medidas de seguridad apropiadas para evitar la pérdida de información confidencial. La tabla 5.15 resume las ventajas y desventajas de las comunicaciones satelitales.



Ventajas	Desventajas
Cobertura Global: Incluyendo áreas rurales, urbanas e inaccesibles. Los sistemas satelitales son una solución rentable cuando no existe infraestructura de comunicación, especialmente en subestaciones lejanas.	Retardos grandes: Retardos significativamente más grandes que enlaces de comunicación terrestres. TCP no es adecuado para comunicaciones satelitales ya que requiere ajustes laboriosos en la tasa de datos. Se puede reducir los retardos utilizando satélites con órbitas más bajas (LEO) semejante a enlaces terrestres.
Rápida instalación: Una subestación remota puede ser incorporada a la red satelital sin necesidad de cableado, que puede ser difícil o poco rentable en subestaciones lejanas. Algunas empresas de electricidad han instalados sistemas satelitales en sus subestaciones rurales [20].	Características del canal satelital: Varía dependiendo de las condiciones climáticas y del efecto de desvanecimiento.
-	Costo: Tecnología inalámbrica de más alto costo [21]. Tecnología viable para subestaciones lejanas sin otras opciones de comunicación. Costos operativos altos para todas las subestaciones.

Tabla 5.15. Ventajas y desventajas de los sistemas satelitales [8] [9] [19] [21]

### 5.8.5. Sistemas de Microonda Digital

La tecnología de microonda digital opera en varias bandas licenciadas dentro del espectro radioeléctrico comprendido entre los 2 y 40 GHz. Estas frecuencias son limitadas y requieren de línea de vista entre el transmisor y el receptor. Así, y dependiendo del terreno, en la mayoría de los casos se necesita el montaje de estructuras de torre para garantizar la línea de vista.

La microonda comprende canales con anchos de banda amplios de hasta 40 MHz por canal, proporcionando tasas de transmisión de datos totales de hasta 155 Mbps [14]. Esta tecnología está diseñada para conectarse directamente a canales de cobre y de fibra óptica, y recibir diferentes flujos de entrada tales como ATM<sup>66</sup>, Ethernet, SONET<sup>67</sup>, SDH<sup>68</sup> y T1<sup>69</sup>, y transportarlos mediante la interfaz de radio de microonda.

<sup>66</sup> *Asynchronous Transfer Mode.*

<sup>67</sup> *Synchronous Optical Networking.*

<sup>68</sup> *Synchronous Digital Hierarchy.*

<sup>69</sup> Un T1 transporta hasta 1,544 Mbps



Los sistemas de microonda tienen una cobertura de larga distancia de hasta 60 km. La bandas de frecuencias licencias son asignadas por un órgano regulador, que planifica una distribución apropiada del espectro evitando las interferencias. El despliegue de esta tecnología requiere de un análisis de ruta para prever posibles obstrucciones y la interconexión de múltiples estaciones repetidoras para cubrir distancias largas. Por otro lado, la radio de microonda es susceptible a dos tipos de efectos de desvanecimiento: precipitación e interferencia multi-trayecto.

Los altos costos de la microonda digital hacen que la instalación de estos sistemas sea restrictiva para las aplicaciones en la red de distribución y en subestaciones individuales. Por el contrario, los sistemas de microonda son un medio de alto desempeño apropiado como infraestructura de *backbone* para suplir las necesidades operacionales de las empresas de electricidad en el segmento WAN.

#### **5.8.6. ZigBee**

ZigBee es una tecnología inalámbrica basada en el estándar IEEE 802.15.4, y desarrollada por la ZigBee Alliance [30]. Ofrece una solución confiable, de bajo costo, baja tasa de datos y bajos niveles de potencia. Soporta topologías en estrella, árbol o malla y utiliza encriptación AES de 128 bits como mecanismo de seguridad.

Los dispositivos ZigBee operan en las bandas no licenciadas de 868 MHz, 915 MHz y 2,4 GHz con modulación DSSS (*Direct Sequence Spread Spectrum*) [30]. Puede alcanzar velocidades de 20 a 250 kbps con una cobertura de 10 a 100 m. En la banda de 2,4 GHz, ZigBee utiliza 16 canales con 5 MHz de ancho de banda cada uno, modulación OQPSK<sup>70</sup> y una potencia de transmisión de 1 mW (0 dBm).

La tecnología ZigBee ha sido reconocida por el NIST como el estándar de comunicaciones más apropiado para el dominio de redes residenciales (HAN) de la *Smart Grid* [31]. ZigBee es ideal para aplicaciones de

---

<sup>70</sup> *Offset Quadrature Phase-shift keying*



automatización de edificios, iluminación inteligente, sistemas de seguridad, lectura remota de medidores y monitoreo de energía. Sin embargo, esta tecnología no es adecuada para la automatización de la distribución debido a su corto alcance y débil seguridad.

En la Smart Grid, ZigBee es utilizado en las siguientes aplicaciones:

**Control de electrodomésticos:** ZigBee es adecuado para el despliegue de redes de sensores (*Wireless Sensor Network - WSN*), debido a su bajo consumo de potencia, bajo costo y bajas tasas de datos. La figura 5.8 demuestra el uso de ZigBee en redes HAN (*Home Area Network*).

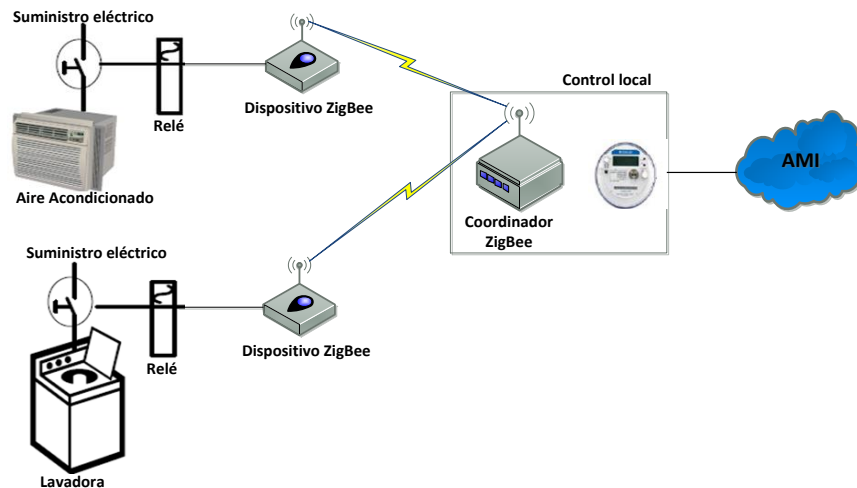


Figura 5.8. ZigBee en HAN [30].

**Control directo de carga:** Las redes HAN pueden ser controladas localmente mediante un controlador, o remotamente a través de la infraestructura AMI [30].

El reducido tamaño de los dispositivos ZigBee limita su capacidad de procesamiento, memoria interna y batería. Esto restringe el uso de esta tecnología a sistemas de automatización residencial.



La tabla 5.16 resume las ventajas y desventajas de la tecnología ZigBee.

Ventajas	Desventajas
Simplicidad, movilidad, resistencia	Baja capacidad de procesamiento
Bajo requerimiento de ancho de banda	Memoria interna reducida
Bajo costo de implementación	Sujeto a interferencias electromagnéticas
Opera en el espectro no licenciado	-
Fácil despliegue	

Tabla 5.16. Ventajas y desventajas de ZigBee [30] [31].

## 5.9. REFERENCIAS

- [1] Northcote-Green, J.; Wilson, R.; "Control and Automation of Electric Power Distribution Systems"; Taylor & Francis Group; Boca Raton, 2007.
- [2] Gungor, V.C.; Lambert, F.C; "A survey on communication networks for electric system automation"; Computer Networks; 2006.
- [3] Goodman , F;. et al.; "Technical and system requirements for advanced distribution automation"; Electric Power Research Institute Technical Report 1010915; Junio, 2004.
- [4] Cavdar, I.H.; "A solution to remote detection of illegal electricity usage via power line communications", IEEE Transactions on Power Delivery; 19 octubre 2004; 1663–1667.
- [5] Gungor, V.C.; Sahin, D.; Kocak, T.; Ergut, S.; Buccella, C.; Cecati, C.; Hancke, G.P., "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards"; Industrial Informatics, IEEE Transactions on vol.7, no.4, pp.529,539; Nov. 2011.
- [6] Quanta Technology, LLC; "Planificación y Automatización de la Distribución, Reporte Final"; Documento número: 12D030-RPT-4"; Enero 2014.
- [7] Goodman , F;. et al.; "Technical and system requirements for advanced distribution automation"; Electric Power Research Institute Technical Report 1010915; Junio, 2004.



- [8] EPRI Tech. Rep.; "Wireless Connectivity for Electric *Substation*"; Feb. 2008.
- [9] Akyol, BA; Kirkham, H.; Clements, S.; Hadley, M.; "A *survey of wireless communications for the electric power system*"; Prepared for the US Department of Energy; 2010.
- [10] Vidal Ferré, R.; García Villegas., E.; "Introducción de IP en las redes móviles celulares: Evolución del IETF, 3GPP y 3GPP2. *Cellular IP como ejemplo de solución*"; Departament d'Enginyeria Telemàtica; Universitat Politècnica de Catalunya.
- [11] Isaacson, S.F.; "Overview of the *Latest Developments in Commercial Wireless Technologies for Distribution Automation*"; IEEE.
- [12] Rodríguez Cardemil, S.I.; "Modelo de calidad de servicio para una red de datos HSDPA (*High Speed Downlink Packet Access*) para el entorno local"; Universidad de Chile; 2009.
- [13] IEEE Std.802.16, "IEEE Standard for Local and metropolitan area networks," 2009.
- [14] Parikh, P.P.; Kanabar, M.G.; Sidhu, T.S., "Opportunities and challenges of wireless communication technologies for smart grid applications"; Power and Energy Society General Meeting; 2010 IEEE, vol., no., pp.1-7; 25-29 Julio 2010.
- [15] [802.11]IEEE Std.802.11; "IEEE Standard for Information Technology - Telecommunications and Information Exchange Between Systems - Local and Metropolitan Area Networks"; 2007.
- [16] IEEE PSRC Tech. Rep.; "Using Spread Spectrum Radio Communication for Power System Protection Relaying Applications"; Julio 2005.
- [17] D. K. Holstein, "Wi-Fi Protected Access for Protection and Automation a work in progress by CIGRE Working Group B5.22"; in Proc. 2006 IEEE Power System Conf. and Expo; pp. 2004-2011.
- [18] K.M. Abdel-Latif, M.M. Eissa, A.S. Ali, O.P. Malik, and M.E. Masod; "Laboratory investigation of using Wi-Fi protocol for transmission line differential protection"; IEEE Trans. Power Delivery, vol. 24, no. 3, pp. 1087-1094; Julio 2009.



- [19] Nordell, D.E., "*Communication systems for Distribution Automation*"; Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008; T&D. IEEE/PES, vol., no., pp.1,14; 21-24 Abril 2008.
- [20] Tisot; "*Rio Grande electric monitors remote energy assets via satellite*"; Utility Automation & Engineering T&D Magazine; Julio 2004.
- [21] Hammoudeh, M; "*Comparative analysis of communication architectures and technologies for smart grid distribution network*"; Virginia Polytechnic Institute and State University; 2012.
- [22] X. Zhang, Y. Gao, G. Zhang, G. Bi; "*CDMA2000 cellular network based SCADA system*"; Conferencia internacional Power system technology, pp. 1301-1306, Vol. 2; 2002.
- [23] P. K. Lee, L. L. Lai, "*A Practical Approach to Wireless GPRS On-Line Power Quality Monitoring System*"; Proc. of the IEEE PES General Meeting; Junio 2007.
- [24] L.Kong, J. Jin, and J. Cheng, "*Introducing GPRS technology into remote monitoring system for prefabricated substations in China*"; in an international conf. of mobile tech., application and systems; Nov. 2005.
- [25] Hoyos Pareja, J. E.; Luna Uribe, R.; Vélez Vieira, A.; "*Automatización (SCADA y Gestión) de 150 IED SEL y 150 Reconectores de Pequeñas Subestaciones de Distribución Energía de EPM utilizando GPRS/3G*"; II Seminario Internacional: Mantenimiento en Sistemas Eléctricos – SIMSE 2009; Bogotá, 2009.
- [26] Suárez, R.; "*Telecontrol y telegestión de reconectores*"; Codensa S.A. E.S.P.
- [27] Madera, M. J.; Canizales, E.A, "*The GPRS Communication Platform and DNP Protocol as the Best Choices to Communicate the SCADA with IEDs in the EDC Distribution Network*"; Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES, vol., no., pp.1-4; 15-18 Agosto 2006.
- [28] Ramírez, A.; Maldonado, T.; "*Comunicación DNP 3.0 a través de una red CDPD*"; Documento en línea; Recuperado el 13 de julio de 2008, en <http://teletrol.com.ve/noticias/dnp.cdpg.pdf>
- [29] Kolevatov, K.; "*Integration of reclosers into scada systems*"; Tavrida Electric Export.





- [30] Kadar, P.; “*ZigBee Controls the Household Appliances*”; Proc. of the IEEE PES General Meeting; Calgary; 26-30 Julio 2009.
- [31] Y. Peizhong, A. Iwayemi, C. Zhou; “*Developing ZigBee Deployment Guideline Under WiFi Interference for Smart Grid Applications*”; IEEE Trans. on Smart Grid, vol.2, no.1, pp. 110 – 120; Marzo 2011.
- [32] IEEE, “*Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads*”; IEEE Std 2030-2011, vol., no., pp.1,126; Sept. 10 2011.
- [33] IEEE Vision for Smart Grid Communications: 2030 and Beyond Reference Model; “*IEEE Vision for Smart Grid Communications: 2030 and Beyond Reference Model*”; vol., no., pp.1-11; Dec. 9 2013.
- [34] USA; Department of Energy; “*Communications Requirements of Smart Grid Technologies*”; [Online]. Available: [http://energy.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart\\_Grid\\_Communications\\_Requirements\\_Report\\_10-05-2010.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/gcprod/documents/Smart_Grid_Communications_Requirements_Report_10-05-2010.pdf).
- [35] Tae-II Choi; Lee, K.Y.; Dong Ryul Lee; Jeong Kil Ahn, “*Communication System for Distribution Automation Using CDMA*”; Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.23, no.2, pp.650,656; April 2008



## Capítulo 6

---

# 6 EVOLUCIÓN Y ACTUALIDAD DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

---

### 6.1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de distribución administrado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., referida en adelante como CENTROSUR, es el escenario de implantación del objetivo práctico de este trabajo de tesis. Por esta razón, los contenidos de este capítulo exponen la evolución y el estado actual de la automatización de la red eléctrica en la CENTROSUR. Los conceptos, criterios y plataformas aquí analizadas, y las definiciones teóricas de los capítulos anteriores, servirán como base técnico-teórico fundamental para el desarrollo del diseño e implementación del sistema piloto de automatización FLISR propuesto en la presente tesis. Muchos de los sistemas existentes se utilizarán como soporte para la creación de la nueva aplicación avanzada de automatización.

El capítulo inicia con una lectura de la evolución en el tiempo de la automatización en esta empresa distribuidora, definiendo los principales aportes incorporados en cada etapa de la evolución. Luego, se analiza la infraestructura existente en la CENTROSUR orientada hacia la automatización de la distribución, tales como el sistema SCADA, SAS, equipamiento inteligente de alimentador, etc. Finalmente, los principales resultados del estudio de mejora de la confiabilidad mediante la aplicación de automatización de la distribución, llevado a cabo por la distribuidora junto



con el acompañamiento de un consultor externo, son presentados. Estos resultados y la infraestructura existente avalan la implementación de un esquema de automatización FLISR.

## **6.2. EVOLUCIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN LA CENTROSUR**

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. es una distribuidora y comercializadora del servicio de energía eléctrica que opera en la región sur del Ecuador. El área de concesión incluye las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Para garantizar la continuidad del suministro de electricidad, esta empresa se ha apoyado en recursos tecnológicos del estado del arte para la operación efectiva y eficiente de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Así, durante los últimos años ha implantado complejos sistemas de Adquisición de Datos, Automatización, Control y Protección.

Estos sistemas han sido incorporados progresivamente a las tareas de operación de CENTROSUR, de acuerdo a sus necesidades específicas y al grado de madurez de la tecnología. El hito inicial fue la instalación de un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) para el Centro de Control, complementado con sistemas de adquisición de datos y control para las subestaciones basados en Unidades Terminales Remotas (*Remote Terminal Unit* - RTU). La infraestructura de las subestaciones en esta primera etapa soportaba la adquisición de datos y control únicamente a través de señales físicas en cobre, por lo que el cableado de control era un componente fundamental en la supervisión y monitoreo remoto de estas instalaciones. Así, desde la perspectiva conceptual definida en el numeral 3.5 del capítulo 3, el sistema eléctrico (específicamente en las subestaciones) fue dotado con el nivel funcional primario de la automatización, esto es el “control remoto manual”.

Posteriormente, se introdujeron en las subestaciones las primeras generaciones de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Device* - IED). Las tareas de control y protección de las bahías de los



alimentadores fueron delegadas a estos equipos, que mayoritariamente correspondían al modelo DPU2000R de ABB. Una gran innovación facilitada por el uso de los DPU2000R fue la integración de la información de estos relés al sistema SCADA mediante el protocolo de comunicaciones DNP3, lo que redujo significativamente la cantidad de cobre necesario para la supervisión y control remoto de las subestaciones. Esto se constituyó en el primer paso hacia la automatización moderna de las subestaciones de esta empresa distribuidora. Nuevamente, desde una visión conceptual, los IED agregaron la capacidad de “automatización local” al nivel funcional general de automatización del sistema eléctrico, particularmente en las subestaciones.

Siguiendo esta misma filosofía, más tarde se incorporaron nuevas mejoras en la operación de las subestaciones. Una de ellas fue la implementación en el año 2009 de la protección diferencial del anillo<sup>71</sup> de 69kV, que junto con otras líneas radiales conformaban el sistema de subtransmisión. Así, el control y la protección de la subtransmisión fue confiada nuevamente a los Dispositivos Electrónicos Inteligentes. Estos IED, modelo 7SD53 del fabricante SIEMENS, fueron automatizados mediante DNP3. Poco después en 2011, la distribuidora dio un salto fundamental hacia la consolidación de su idea de automatización con el despliegue de varios Sistemas de Automatización de Subestaciones (*Substation Automation System - SAS*) basados completamente en la norma IEC61850. Como se expondrá más adelante, este estándar busca facilitar la interoperabilidad entre sistemas de distintos fabricantes y se está convirtiendo en el esquema más usado en la automatización de las nuevas subestaciones. La instalación de los SAS contribuyó con “automatización local” a nivel de bahía y “control remoto manual” de las subestaciones eléctricas.

Paralelamente, la red de media tensión de distribución fue reforzada mediante el despliegue de equipamiento inteligente de alimentador. Durante una primera etapa previa al año 2005, CENTROSUR realizó el montaje de un lote de 17 reconectores trifásicos OVR de la marca ABB. En el año

---

<sup>71</sup> En aquel entonces, el sistema de subtransmisión estaba conformado por un único anillo de 69 kV.



2010 incorporó un segundo lote de 58 equipos trifásicos, suministrado por la firma SIEMENS. Con este segundo lote, la distribuidora elabora y ejecuta un “Plan de ubicación de reconectores”, que optimiza la cantidad y posición de los equipos dentro del sistema de distribución en aras de la confiabilidad. Luego, en el año 2012 complementa el equipamiento de distribución con 16 reconectores monofásicos del fabricante NOJA y 15 reguladores de tensión de línea monofásicos de última generación, provistos por COOPER. Con estos proyectos, la “automatización local” de la red de distribución fue incorporada a las funciones primarias de automatización del sistema eléctrico, complementando a las innovaciones realizadas en las subestaciones.

A partir de su instalación, y durante la mayor parte del periodo de explotación del SCADA, el Centro de Control ha circunscrito sus procesos de operación remota dentro de los límites de las subestaciones. Sin embargo, a mediados del año 2011, extendió estas capacidades de monitoreo y control remoto hacia la red de distribución. Estas funciones fueron habilitadas mediante la implantación de un sistema de telecontrol de los reconectores y reguladores de tensión instalados sobre las líneas de media tensión. Conceptualmente como se expuso en numeral 4.2 del capítulo 4, el monitoreo y control del equipamiento inteligente de alimentador es una aplicación primaria de la Automatización de la Distribución (*Distribution Automation* - DA), por lo que este sistema se constituyó en la primera incursión de CENTROSUR en DA, entendida como la automatización de alimentador (*Feeder Automation* - FA), según se definió en la introducción del capítulo 4.

El monitoreo y control remoto del equipamiento inteligente de alimentador establece los cimientos para la incorporación de otras funciones avanzadas de automatización de la distribución DA. En este sentido, el objetivo del presente trabajo de tesis es el diseño e implementación de una de estas funciones avanzadas, específicamente la automatización FLISR. Esta función aportará con “control remoto automático” a las capacidades de automatización del sistema de distribución de CENTROSUR. Según se ha manifestado en esta sección, esto elevará significativamente el nivel general



de automatización del Sistema Eléctrico de Potencia y optimizará sus procesos de gestión.

### **6.3. ANÁLISIS DE LA INFRAESTRUCTURA Y PLATAFORMAS EXISTENTES ORIENTADAS A LA AUTOMATIZACIÓN EN LA CENTROSUR<sup>72</sup>**

El Sistema Eléctrico de Potencia gestionado por CENTROSUR se extiende a lo largo de 30 243 km<sup>2</sup> de superficie perteneciente a las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, en el sur del Ecuador. Dentro de esta área de concesión, actualmente proporciona el servicio de electricidad a 363 300 usuarios, con un consumo energético de 813 430 MWh/año registrado durante el 2014. De este número total de clientes, el 1,8 % corresponde a grandes consumidores, el 14,7 % al sector comercial y el 83,5 % al sector residencial.

A nivel de subtransmisión, el sistema eléctrico de esta distribuidora está conformado por un esquema de tres anillos<sup>73</sup> de 69 kV. La subtransmisión interconecta 15 subestaciones de distribución de 69/22 kV con una capacidad total instalada de 278 MVA, y además se conecta al Sistema Nacional de Transmisión a través de dos subestaciones de 138/69 kV, pertenecientes al transmisor. A nivel de distribución, el sistema está conformado por 62 líneas de media tensión de 6,3/13,8/22 kV. La longitud total de los tramos de estas redes de distribución alcanza los 8763,65 km entre circuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos, con una cobertura del 96,63 % del área de concesión. Los alimentadores primarios son principalmente radiales con puntos de enlace normalmente abiertos para la conformación de anillos. De estos 62 alimentadores, el 64 % son urbanos y el 36 % son rurales.

La operación de este Sistema Eléctrico de Potencia está centralizada en el Centro de Control, ubicado en la ciudad de Cuenca. Varias plataformas y tecnologías han sido desplegadas para apoyar y optimizar los procesos de

---

<sup>72</sup> Estadísticas obtenidas del Departamento de Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución de la CENTROSUR.

<sup>73</sup> Actualmente existe un anillo principal, un anillo norte y un anillo sur.



operación de la red. Principalmente, esta infraestructura tecnológica está orientada hacia la automatización del sistema de distribución y la conforma los siguientes sistemas:

- Sistema SCADA/DMS/OMS
- Sistemas de Automatización de Subestaciones (Substation Automation System - SAS)
- Equipamiento inteligente de distribución
- Sistema de monitoreo y control remoto del equipamiento inteligente de distribución

Este capítulo está dedicado al análisis de esta infraestructura. Al final, estos contenidos permitirán identificar el estado actual de la Automatización de la Distribución en la CENTROSUR y establecer un punto de referencia para evaluar el aporte del presente trabajo de tesis. Varios de los elementos descritos servirán de base para el desarrollo de la función avanzada FLISR propuesta en esta tesis.

#### **6.4. EL CENTRO DE CONTROL Y LOS SISTEMAS SCADA/DMS/OMS**

El Centro de Control es el conjunto de instalaciones (infraestructura, equipamiento, personal, etc.) donde se centraliza la operación y gestión de un sistema eléctrico. Una de las plataformas fundamentales para el funcionamiento de un Centro de Control es el sistema SCADA. Los sistemas SCADA permiten recolectar información de campo y presentarlas al operador a través de una Interfaz Humano-Máquina. Recientemente, y como parte de un proyecto nacional, el Centro de Control de CENTROSUR ha migrado a una nueva plataforma SCADA/DMS/OMS suministrada por la firma SCHNEIDER - TELVENT. La arquitectura del nuevo sistema está compuesta por un SCADA local y un DMS/OMS nacional. El sistema nacional está instalado en dos Centros de Datos, uno en Quito y otro en Guayaquil, los cuales trabajan en una configuración activo – activo (*hot-hot*) o activo – en espera (*hot – standby*) en alta disponibilidad. Estos Centros de Datos soportan las siguientes funcionalidades:



**SCADA:** Adquisición de datos y control (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

**OMS (*Outage Management System*)** que permitirá a los operadores responder adecuadamente a las condiciones de interrupción detectadas directamente por medio del SCADA, sensores de falla, reconectores, datos de la plataforma de medición de energía AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) a instalarse en el futuro, información reportada por los usuarios del servicio eléctrico por medio de la función de atención de llamadas (*Trouble Call System*) o por mantenimiento programado.

**DMS (*Distribution Management System*)**, es el conjunto de herramientas de análisis de la operación del sistema eléctrico tanto en tiempo real como en modo de estudio, utilizando para este fin el modelo del sistema eléctrico mantenido a partir de la información del GIS (*Geographic Information System*) y de datos de la situación actual del SCADA, o futura formulada por el operador o de la información proveniente de la programación del mantenimiento.

#### **6.4.1. Sistemas de Automatización de Subestaciones - SAS**

Para la operación de varias de sus subestaciones, la CENTROSUR ha implantado sistemas modernos de automatización (*Substation Automation System - SAS*) estructurados bajo el estándar IEC61850. Estas plataformas SAS permiten la supervisión, control y protección, en tiempo real, de los principales elementos de una subestación, como los transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, etc., y además otras funciones como:

- Bloqueos a nivel de bahía y subestación
- Medición de corrientes, voltajes, potencias y energías.
- Funciones de alarmas, almacenamiento y manejo de eventos
- Sincronización de tiempo del sistema
- Manejo de usuarios
- Grabación y evaluación de disturbios y eventos
- Conexión con todos los IED





Los diferentes equipos del sistema SAS están interconectados entre sí mediante una red de comunicación ethernet en fibra óptica. En esta red están definidos dos buses de comunicación, uno para la interconectividad entre los equipos de cómputo del sistema (equipos de nivel 2) y otro basado en el protocolo IEC 61850 dedicado a la comunicación de los equipos de nivel 1 de la subestación. La red de área local está estructurada, desde el punto de vista de hardware, por tres switches del tipo industrial conectados en anillo que permiten optimizar el tráfico de comunicaciones de la red y aumentar el grado de disponibilidad del sistema de automatización.

Estos sistemas emplean un tipo de arquitectura descentralizada bajo el concepto de inteligencia distribuida orientada a bahías. Así, las funciones son descentralizadas, orientadas al manejo de objetos y se encuentran localizadas lo más cerca posible del proceso. Por otro lado, la arquitectura de los sistemas fue estructurada para facilitar diferentes niveles de jerarquía. Cada uno de estos niveles cumple funciones específicas y son los siguientes:

- Nivel de equipo (nivel 0).
- Nivel de bahía (nivel 1).
- Nivel de estación (nivel 2).

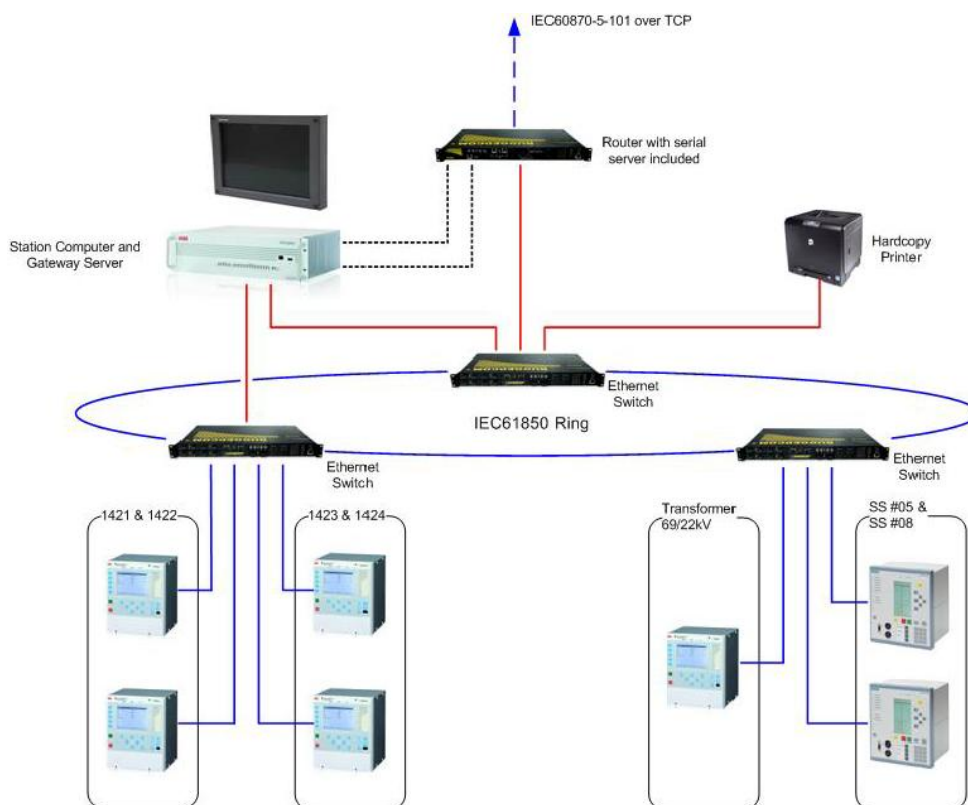


Figura 6.1. Arquitectura del SAS de la subestación 18 “Cañar” de CENTROSUR [1].

La arquitectura modelo para la automatización de las subestaciones, como el mostrado en la figura 6.1, comprende el despliegue de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Device* - IED), *gateway*/concentradores de datos (RTU y Servidores de Estación) y redes de control que intercambian información en tiempo real para desarrollar todas las funciones de control, automatización y protecciones.

La Tabla 6.1 resume las características principales de los sistemas de automatización y sistemas de adquisición de datos basados en RTU desplegados en las subestaciones de CENTROSUR.



SUBESTACIÓN	SAS			
	Tipo de Automatización		Equipamiento	
	Full IEC61850	Mixto (61850 - DNP3)	Nivel 1	Nivel 2
01	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD53	RTU SAI TELVENT
02	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD53	RTU SAI TELVENT
03	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD53	RTU SAI TELVENT
04	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD53	RTU SAI TELVENT
05	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD57, RED670	RTU560 ABB
06	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	-	RTU SAI TELVENT
07	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD53	RTU SAI TELVENT
08	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REF630, RED670, RET670	STATION SERVER SYS600C
09	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD57, RED670	RTU560 ABB
12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R, 7SD57, RED670	RTU560 ABB
14	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REF630, RED670, RET670	STATION SERVER SYS600C
15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	DPU2000R, TPU2000R	RTU SAI TELVENT
18	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REF630, RED670, RET670	STATION SERVER SYS600C
21	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	REF630, RED670, RET670	STATION SERVER SYS600C
22	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	7SR224 (Reconectador)	RTU SAI TELVENT
23	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	7SR224 (Reconectador)	RTU SAI TELVENT
50	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	TPU2000, 7SR224 (Reconectador)	RTU SAI TELVENT

Tabla 6.1. Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) y RTU instalados en las subestaciones de CENTROSUR [Autor]

#### 6.4.2. Equipamiento inteligente de distribución

De acuerdo a la definición del numeral 3.7.3 del capítulo 3, un equipo inteligente es un dispositivo listo para la automatización (*Automation Ready Device* - ARD<sup>74</sup>). Este dispositivo es el resultado de combinar un equipo primario (como los definidos en el numeral 3.7.1 del capítulo 3) y uno o más dispositivos secundarios (como un IED o una RTU). La empresa eléctrica CENTROSUR ha fortalecido su red de media tensión de 22 kV con los siguientes equipos inteligentes de alimentador:

- Reconectores trifásicos
- Reconectores monofásicos
- Reguladores automáticos de tensión de línea

Particularmente, el primer tipo de dispositivo es de interés para el desarrollo de este trabajo de tesis, por lo que serán analizados con mayor profundidad en esta sección. Como estrategia para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de media tensión y elevar su grado de protección ante fallas, la CENTROSUR ha hecho práctica común la instalación de reconectores en su red de distribución. Este es un dispositivo de control y protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re-energizar la línea. Por lo tanto son equipos de flexibilización de la

<sup>74</sup> Ver capítulo 3, numeral 3.7.2.



red, que permiten proteger los circuitos aéreos de media tensión de forma que ante una falla (corto circuito, sobrecarga, etc.) no se vea afectada la integridad física de la red eléctrica.

El procesamiento lógico de estos reconectores yace generalmente en un elemento electrónico independiente a la unidad de potencia, que procesa las funciones de control, protección y comunicación. En conjunto, estas funciones se denominan “inteligencia local” o, desde el punto de vista conceptual, “automatización local”. La función de comunicación faculta al reconector, mediante un “leguaje lógico”, a intercambiar información con otros sistemas. Este lenguaje es algún protocolo interpretable y asimilable por el SCADA. Los protocolos más comunes para la mayoría de sistemas abiertos son el IEC60870-5-101/104 o DNP3. En ciertos equipos se está empezando a implementar el protocolo IEC61850.

CENTROSUR dispone de dos tipos de reconectores trifásicos: OVR de ABB y 3AD de SIEMENS. En adelante, estas dos clases de equipos serán referenciados como reconectores Tipo A y Tipo B, respectivamente, con el propósito de mantener la generalidad e independencia de fabricante en la exposición de los contenidos de este capítulo. Los dos tipos de dispositivos están dotados de un gabinete de control que les permite realizar varias reconexiones sucesivas ante una falla, pudiendo además, variar el intervalo y la cantidad de estas reconexiones. Si la falla es de carácter permanente el reconector se bloquea a la apertura (*lockout*) después de cierto número programado de operaciones. Actualmente, el sistema de distribución de esta empresa cuenta con 53 reconectores trifásicos instalados. La tabla 6.2 lista los dispositivos inteligentes de alimentador emplazados en la red de distribución de CENTROSUR, en total 68 equipos entre reconectores (monofásico y trifásicos) y reguladores de tensión.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Descripción	Alimentador	Ubicación	Tipo de equipo
Alimentador 0523 Reconector Monopolar "TRES CRUCES"	523	Tres Cruces	Reconector monofásico
Alimentador 0525 Reconector Monopolar "CASCAJO"	525	Cascajo	Reconector monofásico
Alimentador 0525 Reconector Monopolar "IBERIA"	525	Iberia - Cedro	Reconector monofásico
Alimentador 0525 Reconector Monopolar "PIJILI"	525	Pijilli	Reconector monofásico
Alimentador 1521 Reconector Monopolar "CHIGUINDA"	1521	Chiguinda	Reconector monofásico
Alimentador 1822 Reconector Monopolar "SAN RAFAEL"	1822	Cañar - San Rafael	Reconector monofásico
Alimentador 0321 Reconector "REDONDEL IESS"	321	Redondel IESS	Reconector Tipo A
Alimentador 0322 Reconector "BOCATTI"	322	Av. González Suárez	Reconector Tipo A
Alimentador 0323 Reconector "24 DE MAYO Y 5 DE JUNIO / UDA"	323	Av. 24 de mayo - UDA	Reconector Tipo A
Alimentador 0323 Reconector "ENTRADA AL VALLE / GARAICOA"	323	Garaicoa/Entrada al Valle	Reconector Tipo A
Alimentador 0521 Reconector "TARQUI"	521	Tarqui	Reconector Tipo A
Alimentador 0521 Reconector "CUMBE"	521	Cumbe	Reconector Tipo A
Alimentador 0525 Reconector "MINAS"	525	Baños - Minas	Reconector Tipo A
Alimentador 0722 Reconector "RIALTO"	722	Fábrica RIALTO	Reconector Tipo A
Alimentador 0723 Reconector "LA DOLOROSA"	723	Ricaurte	Reconector Tipo A
Alimentador 0921 Reconector "BIBLIÁN"	921	Biblián	Reconector Tipo A
Alimentador 1221 Reconector "JADAN"	1221	Jadán	Reconector Tipo A
Alimentador 1222 Reconector "EL PAN"	1222	Paute	Reconector Tipo A
Alimentador 1422 Reconector "LA PAZ"	1422	Vía a Loja - La Paz	Reconector Tipo A
Alimentador 1423 Reconector "LENTAG"	1423	Lentag	Reconector Tipo A
Alimentador 1821 Reconector "CAÑAR"	1821	Cañar	Reconector Tipo A
Alimentador 0722 - 1221 Reconector "CHALLUABAMBA"	722_1221	Challuabamba	Reconector Tipo A
Alimentador 0204 Reconector "Plaza Millenium"	204	Plaza Millenium	Reconector Tipo B
Alimentador 0321 Reconector "Santa Ana"	321	Santa Ana	Reconector Tipo B
Alimentador 0321-1521 Reconector "San Bartolomé"	321	San Bartolomé	Reconector Tipo B
Alimentador 0324 Reconector "Av. Cacique Chaparra"	324	Av. Cacique Chaparra	Reconector Tipo B
Alimentador 0423 Reconector "Cumaná"	423	Av. Cumaná	Reconector Tipo B
Alimentador 0423-0526 Reconector "ED. ALTA VISTA"	423	Ed. Alta Vista - Vista Linda	Reconector Tipo B
Alimentador 0427 Reconector "Chiquintad"	427	Chiquintad	Reconector Tipo B
Alimentador 0523 Reconector "CRISTO DEL CONSUELO"	523	Av. O. Laso - Virgen del milagro	Reconector Tipo B
Alimentador 0523 Reconector "CEBOLLAR"	523	Cebollar	Reconector Tipo B
Alimentador 0525 Reconector "SOLDADOS"	525	Soldados	Reconector Tipo B
Alimentador 0526 Reconector "Supermaxi"	526	Av. De las Américas - Las Pencas	Reconector Tipo B
Alimentador 0527 Reconector "MIGUIR"	527	Miguir	Reconector Tipo B
Alimentador 0527 Reconector "SAYAUSI 1"	527	Sayausi	Reconector Tipo B
Alimentador 0527 Reconector "SAYAUSI 2"	527	Sayausi	Reconector Tipo B
Alimentador 1221 Reconector "AUTOPISTA (MOLLE)"	1221	Autopista Cuenca-Azogues	Reconector Tipo B
Alimentador 1221 Reconector "EL DESCANSO"	1221	El Descanso	Reconector Tipo B
Alimentador 1222 Reconector "TOMEBAMBA"	1222	Paute	Reconector Tipo B
Alimentador 1222 Reconector "ÑUÑURCO"	1222	Guachapala - Ñuñurco	Reconector Tipo B
Alimentador 1224 Reconector "MARGINAL PAUTE"	1224	Paute	Reconector Tipo B
Alimentador 1421 Reconector "Santa Isabel Patapata"	1421	Patapata - Sta. Isabel	Reconector Tipo B
Alimentador 1422 Reconector "JARATA"	1422	Jarata	Reconector Tipo B
Alimentador 1423 Reconector "EL PONGO"	1423	Girón - El Pongo	Reconector Tipo B
Alimentador 1424 Reconector "Santa Isabel 1"	1424	Santa Isabel	Reconector Tipo B
Alimentador 1521 Reconector "SIGSILLANO"	1521	Sigsig	Reconector Tipo B
Alimentador 1521 Reconector "QUICUD"	1521	Quicud	Reconector Tipo B
Alimentador 1822 Reconector "El Tambo"	1822	Cañar - El Tambo	Reconector Tipo B
Alimentador 1823 Reconector "Gun Chico"	1823	Cañar - Gun Chico	Reconector Tipo B
Alimentador 1823 Reconector "Suscapamba Alimentador Nuevo "	1823	Cañar - Suscapamba	Reconector Tipo B
Alimentador 1823 Reconector "Suscapamba Alimentador Viejo "	1823	Cañar - Suscapamba	Reconector Tipo B
Alimentador 1421-1424 Reconector "Santa Isabel 2"	1421_1424	Santa Isabel	Reconector Tipo B
Alimentador 1521 - 1524 Reconector "SIGSIG"	1521_1524	Sigsig	Reconector Tipo B
Alimentador 0324-0424 Reconector "Av. Guapondelig"	323_424	Av. Guapondelig	Reconector Tipo B
Alimentador 0421 - 0422 Reconector "OCTAVIO CHACON"	421_422	Av. Octavio Chacón	Reconector Tipo B
Alimentador 0521 - 1423 Reconector "VICTORIA DEL PORTETE"	521_1423	Victoria del portete	Reconector Tipo B
Alimentador 0527 Reconector "SANTA MARIA"	527_523	Santa María	Reconector Tipo B
Alimentador 0721 - 0421 Reconector "PTE 25 DE MARZO"	721_421	Av. Pte. 25 de marzo	Reconector Tipo B
Alimentador 0921 - 1821 Reconector "AGUARONGO"	921_1821	Cañar - Aguarongo	Reconector Tipo B
Alimentador 0521 Regulador L1 "RANCHO ALEGRE"	521	Rancho Alegre	Regulador monofásico
Alimentador 0521 Regulador L2 "RANCHO ALEGRE"	521	Rancho Alegre	Regulador monofásico
Alimentador 0521 Regulador L3 "RANCHO ALEGRE"	521	Rancho Alegre	Regulador monofásico
Alimentador 1424 Regulador L1 "PUCARÁ"	1424	Pucará	Regulador monofásico
Alimentador 1424 Regulador L2 "PUCARÁ"	1424	Pucará	Regulador monofásico
Alimentador 1424 Regulador L3 "PUCARÁ"	1424	Pucará	Regulador monofásico
Alimentador 1823 Regulador L1 "ALTARURCO"	1823	Altarurco	Regulador monofásico
Alimentador 1823 Regulador L2 "ALTARURCO"	1823	Altarurco	Regulador monofásico
Alimentador 1823 Regulador L3 "ALTARURCO"	1823	Altarurco	Regulador monofásico

Tabla 6.2. Equipamiento inteligente de distribución instalado en la red de media tensión de 22 kV de CENTROSUR [Autor].

Los dispositivos Tipo B incorporan adecuaciones tecnológicas para facilitar su automatización mediante “control remoto manual” desde el Centro de Control, como se muestra en la figura 6.2. La primera adecuación es la unificación de los protocolos para telecontrol (DNP3) y para telegestión en



una única interfaz ethernet RJ45 (ver figura 6.2a). La segunda innovación fue la inclusión de gestión local inalámbrica mediante tecnología *bluetooth* (ver figura 6.2b). Finalmente, el dispositivo es capaz de suministrar tensión de 110 VAC, respaldada por un banco de baterías, para el suministro de energía de un sistema de comunicaciones (ver figura 6.2a).

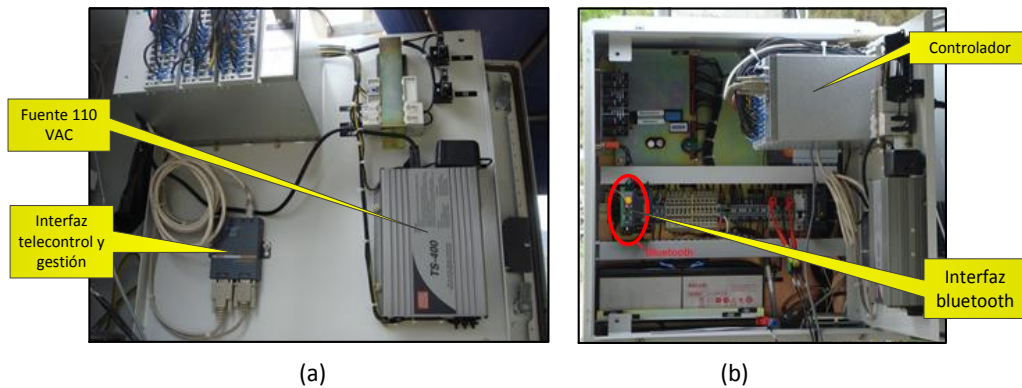


Figura 6.2. Gabinete Control de reconectador trifásico Tipo B: a) Interfaz Ethernet y fuente 110VAC, b) Interfaz *bluetooth* [Autor]

Los equipos Tipo A, que fueron los primeros en instalarse, no contemplan en su diseño original una interfaz única para telecontrol y gestión, ni una fuente de alimentación para equipos de comunicaciones. Según las definiciones del numeral 3.7.2 del capítulo 3, estos elementos tienen categoría de “dispositivo preparado para la automatización” (*Automation prepared device – APD*). Esto significa que para que puedan incorporarse a un esquema de automatización de alimentadores, estos equipos deben ser acondicionados. Durante el proceso de implementación del sistema de telecontrol de reconectadores, descrito más adelante en el numeral 6.3.4, se realizaron varias mejoras al gabinete de control de los equipos Tipo A. Primero, se adicionó un convertidor de interfaces para unificar el telecontrol y la gestión en una sola interfaz ethernet, apta para su conexión al sistema de comunicaciones de la distribuidora. Luego, se incorporó un sistema de respaldo de energía externo compuesto un UPS de 1kVA y un banco de baterías con cuatro horas de autonomía. La figura 6.3 muestra las mejoras implementadas en los reconectadores Tipo A, las cuales llevan a estos equipos a la categoría de “dispositivo listo para la automatización” (*Automation Ready Device - ARD*), lo que significa que pueden ser incluidos directamente en un esquema de automatización de alimentador.

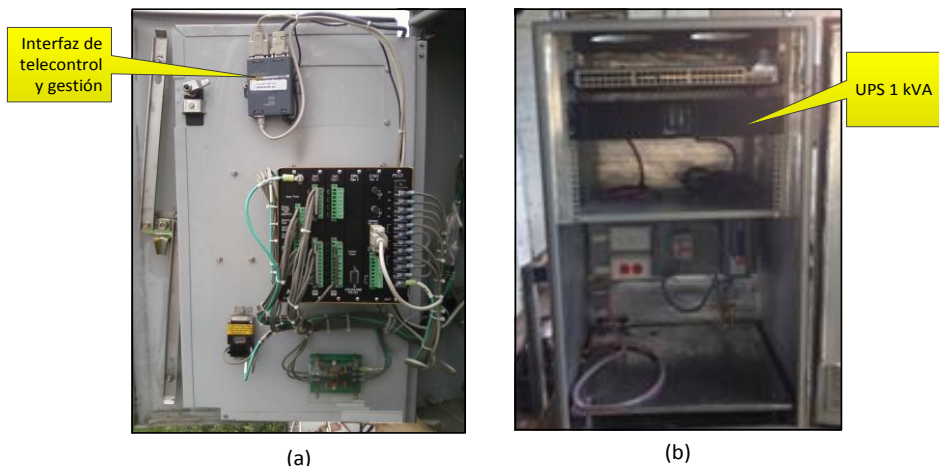


Figura 6.3. Reconectores tipo A, luego de las mejoras: a) Gabinete de control con interfaz para automatización, b) Sistema de respaldo de energía externo [Autor]

Desde el punto de vista de automatización, las características principales de los reconectores trifásicos Tipo A y B instalados en el sistema de distribución de CENTROSUR se resumen en la tabla 6.3:

Característica para automatización	Tipo A	Tipo B
Controlador	PC200 Power Controller Device	Argus SR24
Interfaz de comunicación	RS232/RS485/FO con DNP3	RS232 con DNP3
	RS232 para gestión	RS485 para gestión
		Puerto Ethernet RJ45 con COM A y COM B encapsulados
Fuente AC respaldo de cd	No	110V AC 20W
Fuente DC	12VDC 8W	No disponible para equipos externos

Tabla 6.3. Características para automatización de los reconectores Tipo A y B [Autor]

### 6.4.3. Operación de la inteligencia local para reconexión automática de los reconectores Tipo A y B de CENTROSUR

En general, un reconector tiene la capacidad de interrumpir automáticamente corriente de falla y realizar operaciones de reconexión automática con una secuencia predeterminada de aperturas y reconexiones



seguidas de una operación de bloqueo (*lockout*) o restablecimiento del servicio. Particularmente, para los reconectores Tipo A y B de la red de CENTROSUR, el funcionamiento de esta lógica es analizado mediante la cronología de los eventos internos de la inteligencia local de los dispositivos, generados durante una falla. El conocimiento de la operación de esta inteligencia local es de particular interés ya que servirá como iniciador de la aplicación FLISR desarrollada en esta tesis. La discusión siguiente fue elaborada sobre la base de los eventos y oscilografías registradas por los reconectores de la red de distribución en condiciones de fallas reales.

La tabla 6.4 lista la cronología de eventos típica de los equipos Tipo A y B cuando una falla permanente ocurre en el sistema. La figura 6.4 ilustra el diagrama de tiempo de estos eventos. Como se observa, luego de realizar dos intentos de cierre, la falla persiste y el reconnector se bloquea (*lockout*). En el ejemplo presentado en la tabla 6.4, a los 7,5 segundos de detectada la sobrecorriente, el equipo activa la alarma de bloqueo (79 *Lockout*) y se abre indefinidamente. Entonces, las cuadrillas de trabajo en campo realizarán los trabajos de reparación de la sección afectada, y luego se podrá ejecutar un intento de cierre del equipo. Como se verá en el numeral 7.5.5 del capítulo 7, el elemento de bloqueo (79 *lockout*) del reconnector se utilizará como iniciador de la inteligencia FLISR diseñada e implementa en este trabajo de tesis.

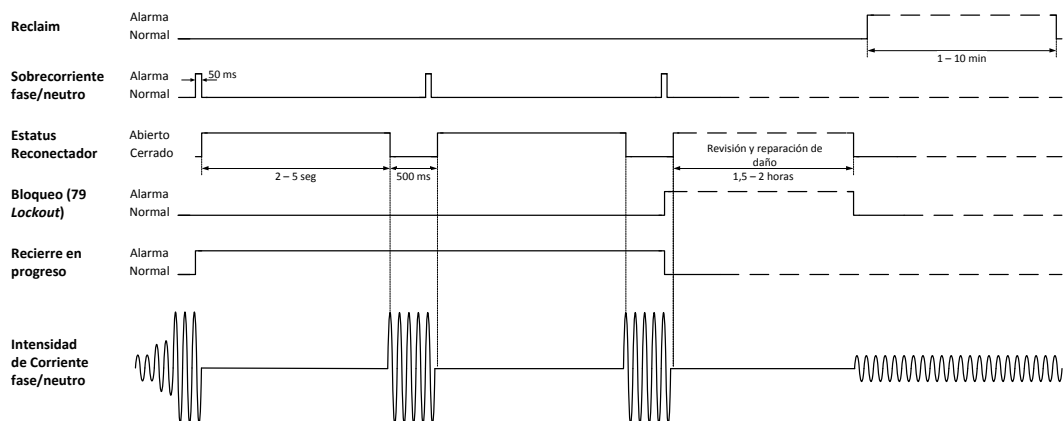


Figura 6.4. Diagrama temporal de los eventos de un reconnector (Tipo A o B) durante una falla permanente [Autor].





Tiempo relativo	Evento
0 seg	Activación de la alarma de sobrecorriente de fase o neutro
	Inicio de secuencia de recierre (Activación de señal de indicación de recierre en progreso)
50 ms	Apertura de reconectador (Tiempo muerto 1)
3 seg	Primer recierre de reconectador
3,5 seg	Activación de alarma de sobrecorriente
3,6 seg	Apertura de reconectador (Tiempo muerto 2)
7 seg	Segundo recierre de reconectador
7,4 seg	Activación de alarma de sobrecorriente
7,5 seg	Activación de alarma de bloqueo (79 <i>lockout</i> )
	Fin de secuencia de recierre (Normalización de señal de indicación de secuencia de recierre en progreso)
7,6 seg	Apertura de reconectador
	Revisión y reparación de daño en alimentador por cuadrillas de campo (1 - 2 horas)
2 horas	Despeje de la falla y cierre de alimentador
	Normalización de alarma de bloqueo (79 <i>lockout</i> )
	Inicio de tiempo de verificación de superación de falla (1 - 10 minutos)

Tabla 6.4. Eventos cronológicos de un reconectador (Tipo A o B) durante una falla permanente [Autor].

La cronología de eventos para una falla transitoria detectada por un dispositivo Tipo A o B se muestra en la tabla 6.5. La figura 6.5 muestra el diagrama de tiempo para estos eventos. En este caso, luego de la segunda reconexión la falla se despeja y la secuencia de recierre es exitosa.

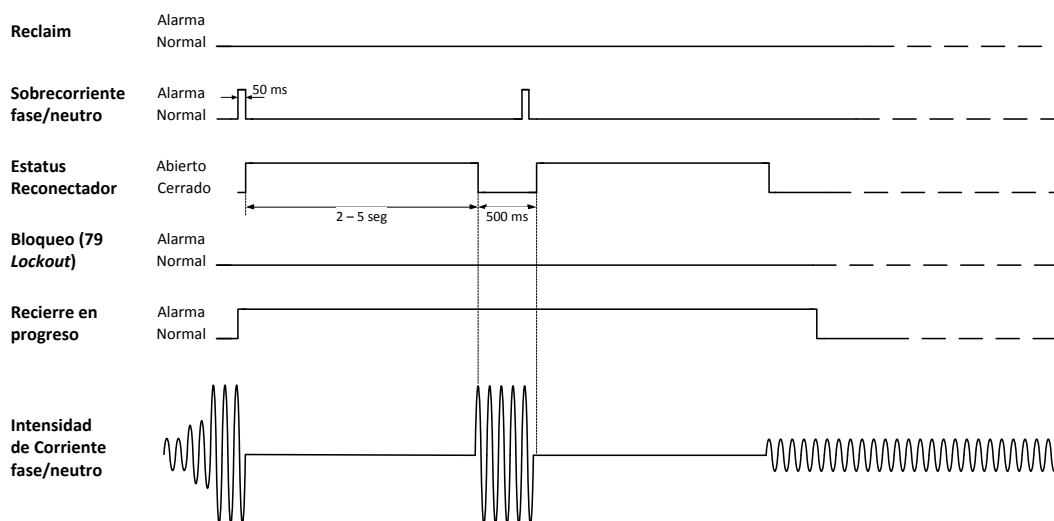


Figura 6.5. Diagrama temporal de los eventos de un reconectador (Tipo A o B) durante una falla transitoria [Autor].



Tiempo relativo	Evento
0	Activación de la alarma de sobrecorriente de fase o neutro
	Inicio de secuencia de recierre (Activación de señal de indicación de recierre en progreso)
50 ms	Apertura de reconectador (Tiempo muerto 1)
3 seg	Primer recierre de reconectador
3,5 seg	Activación de alarma de sobrecorriente
3,6 seg	Apertura de reconectador (Tiempo muerto 2)
7 seg	Segundo recierre de reconectador. Secuencia de recierre exitosa

Tabla 6.5. Eventos cronológicos de un reconectador (Tipo A o B) durante una falla transitoria [Autor]

#### 6.4.4. Monitoreo y Control Remoto del equipamiento inteligente de distribución

En una primera etapa, el sistema de distribución de CENTROSUR se fortaleció con el despliegue de equipamiento inteligente de alimentador. Este equipamiento está conformado por reconectores trifásicos y monofásicos y reguladores de tensión de línea, como se especificó en la tabla 6.2. A partir de su instalación, la mayor parte de estos dispositivos operaron de forma autónoma y aislada del Centro de Control. Luego, en una primera incursión en la Automatización de la Distribución, la empresa distribuidora dotó a su Centro de Control con la función primaria de monitoreo y control remoto de la red de distribución a través del equipamiento inteligente de alimentador instalado. El sistema implementado para esta función permite a los operadores del Centro de Control interactuar en tiempo real, a través de la Interfaz Humano-Máquina del SCADA, con las principales variables del sistema de distribución, permitiendo realizar la supervisión de esta información y el control a distancia del equipo de línea de media tensión.

La arquitectura del sistema de monitoreo y control remoto de la red de distribución es centralizada, a través de un concentrador de datos instalado en el Centro de Control. Así, la comunicación entre el SCADA y los dispositivos de alimentador es manejada por este concentrador que actúa como maestro frente a los equipos de campo (esclavos), y al mismo tiempo actúa como esclavo frente al SCADA (maestro). El concentrador interpreta los mensajes del protocolo de comunicación DNP3 LAN/WAN usado por sus



esclavos (reconectores y reguladores) y luego los “mapea” al protocolo IEC60870-5-101 sobre TCP/IP utilizado por el sistema SCADA. Ésta es la función de un *gateway* de protocolos. Además, al encargarse de las interrogaciones, el concentrador libera al SCADA de la carga de procesamiento generada al recopilar uno por uno la información de los equipos de distribución. En su lugar, el SCADA interroga y procesa los datos de un solo elemento, en este caso el concentrador, que contiene la información de todos los dispositivos de campo. El concentrador del sistema está basado en la aplicación de software “SCADA *Data Gateway*” del fabricante *Triangle Microworks*® instalado sobre un servidor HP Proliant DL360G7 en el Centro de Control.

La arquitectura del sistema se ilustra en la figura 6.6. El concentrador se incorpora directamente a la red LAN del SCADA a través de dos interfaces Ethernet 10/100/1000baseT en configuración redundante. Los protocolos de telecontrol, tanto DNP3 LAN/WAN como IEC60870-5-101 encapsulado, son transmitidos simultáneamente a través de la interfaz activa hacia la LAN del SCADA. En el caso de los mensajes DNP3, estos son enviados por el router SCADA hacia la red de comunicaciones, y transportados finalmente a cada uno de los reconectores y reguladores. Las tramas IEC60870-5-101 se quedan dentro de la LAN, siendo su destino final los servidores del SCADA.

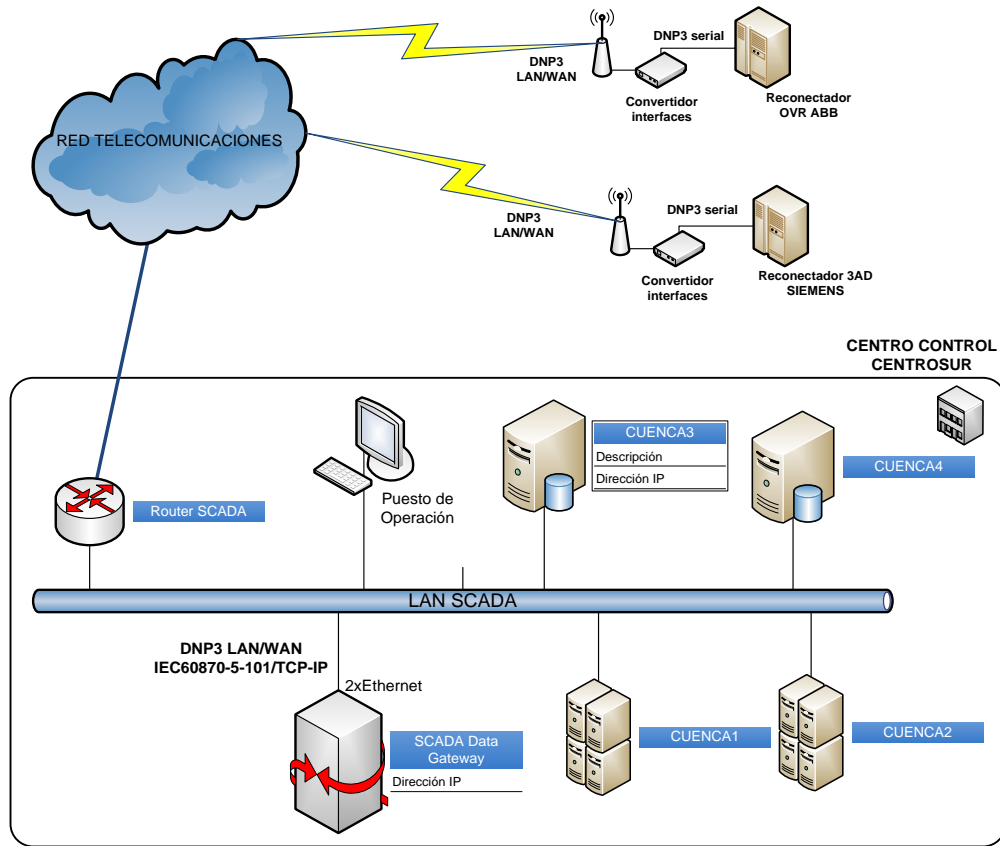


Figura 6.6: Arquitectura del sistema de Monitoreo y Control Remoto de la red de distribución de CENTROSUR [Autor]

El sistema es independiente de la red de comunicaciones utilizada entre los reconectores y el concentrador, permitiendo despliegues de microonda, fibra óptica, GSM/GPRS, etc., siempre que proporcione la información en formato TCP/IP.

La imagen de la figura 6.7 muestra un reconector Tipo B telecontrolado instalado sobre un alimentador urbano de 22 kV de CENTROSUR. El equipo está asociado a un sistema de comunicaciones instalado en el mismo sitio y que le permite la conexión al concentrador y al SCADA del Centro de Control. Esta disposición de equipamiento es replicada para los otros equipos montados en la red de media tensión. La unidad de potencia y su gabinete de control están montados en el poste del lado izquierdo de la imagen de la figura 6.7, mientras que el sistema de comunicaciones basado en una radio OFDM a 5,8 MHz está desplegado en el poste de la derecha de esta imagen.



Figura 6.7: Reconector Tipo B del alimentador 0324 ubicado en la Av. Cacique Chaparra, integrado al sistema de Monitoreo y Control Remoto de la red de distribución de CENTROSUR [Autor].

La figura 6.8 presenta los diagramas unifilares de operación implementados en el SCADA para un arreglo de un reconector y medio en el alimentador 0321 (un equipo para protección y otro para transferencia). El diagrama sinóptico permite al operador maniobrar el equipo desde el Centro de Control, ejecutando operaciones de apertura/cierre, cambio de ajustes de protecciones, bloqueo de funciones de protección/recierre/etc., y supervisar las principales medidas eléctricas (corrientes, tensiones, potencias) del segmento de la línea de distribución donde se ubica el reconector.

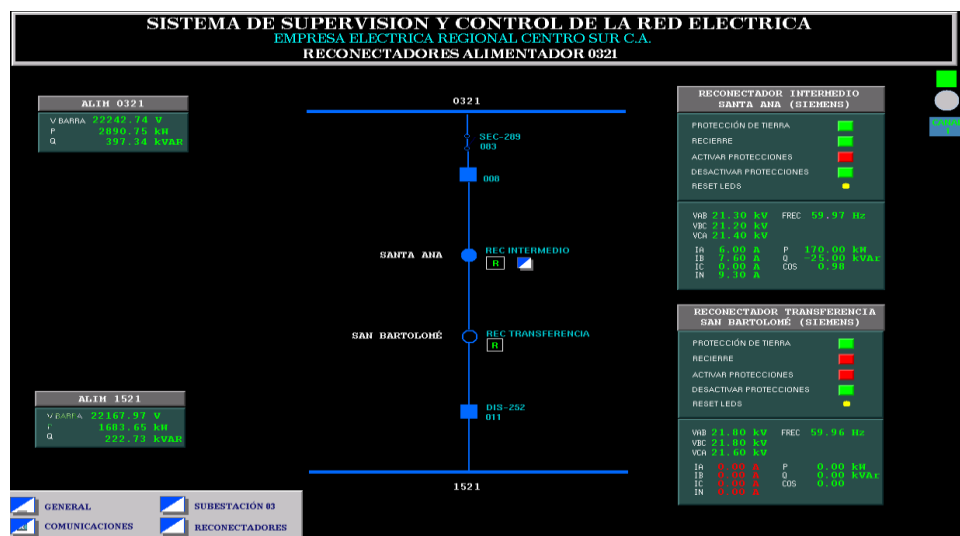


Figura 6.8: Diagrama unifilar del sistema de Monitoreo y Control Remoto de la red de distribución, para el alimentador 0321 [SCADA Sherpa].



## 6.5. ESTUDIO DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA APLICACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Como se ha expuesto, CENTROSUR ha incursionado en una serie de iniciativas con el objetivo de proporcionar un servicio que cumpla con los requisitos de calidad definidos por el marco regulatorio del país. Estas iniciativas se han orientado principalmente en el mejoramiento de la confiabilidad del sistema mediante la aplicación de tecnologías de control, automatización y protección, como las analizadas en las secciones anteriores, que permiten implantar funciones primarias de automatización. Con el propósito de llevar el enfoque a la red de distribución, esta empresa realizó un estudio para evaluar el impacto de varias aplicaciones de automatización de la distribución sobre la confiabilidad del sistema. El análisis se ejecutó con el acompañamiento de un consultor externo<sup>75</sup> que asistió a la empresa distribuidora en el diseño, especificación y aplicación de sistemas de automatización de distribución para un área piloto definida por la distribuidora. Las recomendaciones y la metodología incluidas en el informe de la consultoría pueden ser generalizadas para realizar análisis similares en otras áreas del sistema de distribución de CENTROSUR.

Los principales resultados de este estudio se catalogaron en cinco ámbitos [2]:

- Aplicación de FLISR (*Fault Location, Isolation and Service Restoration*)
- Aplicación de control integrado de voltaje y VARs y reducción controlada de tensión
- Protecciones
- Comunicaciones
- Metodología para la planeación de la automatización de la distribución

En el primer ámbito, la distribuidora analizó la implementación de esquemas FLISR en el área piloto objeto del estudio. Estos esquemas pueden ser implementados utilizando reconectores automatizados, cuchillas

---

<sup>75</sup> La consultoría se realizó mediante contrato con Quanta Technology.



seccionadoras automatizadas, y/o combinaciones de ambos dispositivos. La utilización de reconectores automatizados tiene la ventaja de limitar el impacto de las interrupciones a los usuarios ubicados entre reconectores. Los beneficios de FLISR fueron evaluados mediante un modelo predictivo de confiabilidad desarrollado en el software CYME. Se encontraron oportunidades significativas para mejorar la confiabilidad del área piloto. Las principales conclusiones y recomendaciones incluyeron [2]:

- Se pueden reducir los índices TTIK, FMIK y ENS en aproximadamente 70% mediante la inversión de aproximadamente USD 540 000. El análisis de periodo de retorno de la inversión indica que ésta sería recuperada en aproximadamente 2,6 años.
- Las medidas de mejoramiento sugeridas incluyeron la implementación de esquemas FLISR utilizando reconectores automatizados, la habilitación de la función de reconexión automática de los interruptores de circuito, y la implementación del esquema salvador de fusibles en los reconectores propuestos. En el caso de FLISR, como regla general se recomendó no utilizar más de dos reconectores en serie en condiciones normales de operación para limitar posibles problemas de coordinación de protecciones.
- Se puede reducir el efecto de las interrupciones momentáneas, mediante la implementación de reconexión monofásica y bloqueo trifásico.

En el ámbito de las comunicaciones para aplicaciones de automatización de la distribución, dentro del cual se incluyó las arquitecturas de automatización, las principales conclusiones y recomendaciones incluyeron:

- Es factible implementar la automatización con arquitecturas diferentes: distribuida, basada en una subestación, o centralizada. Todas las opciones se determinaron como válidas, aunque se hizo énfasis en la arquitectura centralizada, integrada en el centro de control (DMS/SCADA) debido a que asegura flexibilidad para expansión, mejor coordinación del equipo, y soporte de nuevas funciones de automatización. Sin embargo, el consultor recomendó la



exploración de un sistema con arquitectura de subestación considerando que la empresa distribuidora tiene sistemas con esa capacidad en varias subestaciones. Además, esta metodología puede mitigar posibles riesgos de indisponibilidad de comunicaciones desde el centro de control.

- La infraestructura de comunicaciones de la distribuidora es adecuada para una aplicación de las funciones de automatización de la distribución. Todos los equipos de campo pueden comunicarse con la subestación o el SCADA en el centro de control.
- Los protocolos DNP3 e IEC60870-5-101/104 son adecuados para las funciones de automatización, pero para equipo futuro recomendó la implementación del protocolo IEC 61850 ya que facilita un mayor grado de "autoconfiguración" a través de la convención de nomenclatura normalizada y mejor interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes.
- Se recomendó medidas de seguridad cibernética en las comunicaciones TCP/IP.

En general, el estudio estableció que la empresa distribuidora se encuentra en una situación idónea para iniciar con el proceso de la planificación de la confiabilidad y explotar los beneficios de la automatización avanzada de la distribución. Particularmente, recomendó la aplicación de FLISR como medida de mejoramiento de la confiabilidad del sistema de CENTROSUR, con una reducción de hasta el 70% de los índices TTIK y FMIK. Además, determinó que sería beneficioso para la distribuidora explorar soluciones de automatización con arquitecturas de subestación. En este sentido, el presente proyecto de tesis proporciona una solución adecuada a los criterios y necesidades actuales de CENTROSUR, mediante el diseño e implantación de un sistema piloto para automatización FLISR de los alimentadores de esta empresa.

La distribuidora podrá aprovechar las experiencias y lecciones aprendidas durante la implementación para definir criterios de distribución y directrices de planificación que tengan en cuenta la utilización de equipos y tecnologías de distribución inteligente.





## 6.6. REFERENCIAS

- [1] ABB CO; "Especificación funcional SAS S/E Cañar, Lentag y Turi – CENTROSUR"; Noviembre, 2010.
- [2] Quanta Technology, LLC; "Planificación y Automatización de la Distribución"; Reporte Final, documento 12D030-RPT-4; Febrero, 2014.



## Capítulo 7

---

# 7 DISEÑO DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES CON LA APLICACIÓN AVANZADA FLISR PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

---

### 7.1. INTRODUCCIÓN

La automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*), según se expuso en el capítulo 4, permite a las empresas de electricidad implementar técnicas modernas para mejorar la confiabilidad, eficiencia y calidad del servicio de energía eléctrica. Según varios autores [1], la automatización de la distribución se puede categorizar en automatización de subestación (*Substation Automation - SA*), automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*) y automatización de consumidor (*Customer Automation - CA*). Otros textos especializados [2] se refieren a la automatización de la distribución exclusivamente como automatización de alimentador. En el contexto del presente trabajo de tesis se manejará el segundo criterio, por lo que los dos términos (DA y FA) se emplearán para hacer mención a un mismo concepto.

La automatización de alimentador (FA) está relacionada con la operación del sistema y requiere la instalación de dispositivos inteligentes (reconectores, seccionadores, seccionalizadores, bancos de capacitores, reguladores de tensión, indicadores de circuito fallado, etc.) en diferentes puntos de la red de distribución. Esto permite crear un sistema de distribución inteligente. Tradicionalmente, las maniobras de operación y la búsqueda de fallas son



realizadas manualmente por los grupos de trabajo de campo, lo que extiende los tiempos de interrupción. Estas tareas pueden ser efectuadas de manera automática mediante la implementación de aplicaciones de FA.

Las aplicaciones de FA pueden ser primarias (monitoreo y control remoto), o avanzadas (FLISR, Volt/Var Control, Reconfiguración Óptima, etc.), como se indicó en el capítulo 4. El objetivo de este trabajo de tesis es el diseño e implementación de un sistema de automatización de alimentador con la aplicación automática avanzada FLISR. En este capítulo se exponen los principales resultados obtenidos durante la etapa de desarrollo del diseño del sistema propuesto.

Primero, se discute los criterios de diseño de la arquitectura del sistema de automatización de alimentador. Luego, una arquitectura fundamental es planteada en función de esas premisas. En segundo lugar, se presenta el diseño de la inteligencia FLISR. Esta inteligencia es desarrollada a través de algoritmos que son explicados en profundidad mediante su aplicación en un modelo de sistema de distribución utilizado con fines ilustrativos. En el siguiente capítulo estos diseños serán aplicados en la implantación de un sistema piloto de automatización de alimentador para la red eléctrica de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

## **7.2. PRINCIPIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR CON LA APLICACIÓN AVANZADA FLISR**

La función de “Localización de la falla, Aislamiento y Restauración del Servicio” (*Fault Location, Isolation and Service Restoration* - FLISR) permite la creación de una red inteligente de distribución “auto - cicatrizante” (*self - healing*)<sup>76</sup>, como se explicó con detalle en el capítulo 4.

Luego de una falla permanente en el alimentador, la aplicación FLISR generará un plan de maniobras para aislar la falla y restablecer el servicio a

---

<sup>76</sup> El adjetivo “auto - cicatrizante” o “auto - curativa” no significa que el sistema de distribución es capaz de reparar el equipamiento dañado y volverlo a poner en servicio automáticamente. La función de auto-recuperación restablece el servicio automáticamente a la mayor cantidad de consumidores como sea posible, mientras los grupos de trabajo de campo realizan las reparaciones necesarias.



las secciones sanas del alimentador, y lo ejecutará automáticamente. Esto requiere el uso de equipos de seccionamiento controlados remotamente, sistemas de comunicaciones e inteligencia (lógica) de control. Como premisa de diseño, el sistema aprovechará la inteligencia local de los equipos de seccionamiento y adicionalmente desarrollará la inteligencia FLISR para telecontrolarlos automáticamente. Así, cuando ocurre la falla, los esquemas convencionales de protección y control (p. ej. reconectores) operarán a través de su inteligencia local para mitigar la falla. Si la secuencia de recierres no es exitosa (falla permanente), entonces el equipo de seccionamiento telecontrolado se bloqueará (*lockout*), reportará el evento a la inteligencia FLISR y las acciones de control automático son iniciadas. Este es el principio de funcionamiento de la aplicación automática FLISR que se diseñará e implementará en este proyecto de tesis.

El sistema FA (*Feeder Automation*) basado en la funcionalidad FLISR explicada anteriormente requiere de tres componentes fundamentales:

- Equipos de seccionamiento inteligentes (controlables remotamente y con inteligencia local)
- Sistemas de comunicaciones FAN (*Field Area Network*)
- Inteligencia de control automático<sup>77</sup>

El primer componente lo conformarán aquellos dispositivos de maniobra con capacidad de protección, control y comunicación. Actualmente, en el sistema de distribución de CENTROSUR, los únicos equipos que cumplen con esta característica son los reconectores tripolares y monopolares, listados en la tabla 6.2 del capítulo anterior. En este sentido, los resultados del estudio<sup>78</sup> realizado por la distribuidora recomiendan el uso de reconectores en un número no mayor a dos y medio por alimentador. La inteligencia local de estos equipos será aprovechada para la detección de la falla y activación de la inteligencia FLISR remota. El segundo componente, esto es la red de comunicaciones FAN (*Field Area Network*), será común tanto para la función

---

<sup>77</sup> La ubicación de esta inteligencia (centralizado, semi-centralizado o distribuido) se discutirá más adelante en este capítulo.

<sup>78</sup> Ver numeral 6.4 del capítulo 6.



primaria de Monitoreo y Control Remoto<sup>79</sup> como para la nueva aplicación automática FLISR.

El tercer componente, la inteligencia de control, se encargará de generar la lógica de control FLISR y ejecutarla automáticamente para reconfigurar el sistema. El desarrollo de esta inteligencia es explicado en el presente capítulo y es uno de los ejes principales de la tesis. La arquitectura del sistema de automatización de alimentador definirá el lugar de ubicación de esta inteligencia.

### **7.3. SELECCIÓN DE LA ARQUITECTURA GENERAL DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR**

Como se expuso en el numeral 4.6.7 del capítulo 4, la elección de una arquitectura para DA busca el punto de equilibrio entre el tiempo de respuesta del sistema y el grado de complejidad asociado. Así, la aplicación FLISR puede ser implementada ya sea con una arquitectura local, distribuida, semi-centralizada o con un sistema complejo de inteligencia centralizada (ver tabla 4.3 del capítulo 4). Sin embargo, cuanto más alejado del proceso de campo está la inteligencia, mayor es la complejidad del sistema y menor su tiempo de respuesta. La tabla 4.2 del capítulo 4 resume las consideraciones más importantes para la selección de una arquitectura para DA, entre las que también se destacan el número de alimentadores y la disponibilidad de los sistemas de comunicaciones.

Por otro lado, el estudio de mejora de la confiabilidad mediante la aplicación de DA (ver numeral 6.4 del capítulo 6) emprendido por la CENTROSUR, realiza varias puntualizaciones en el ámbito de arquitectura y comunicaciones. Particularmente, hace énfasis en las ventajas del esquema centralizado en el centro de control, tales como una mayor flexibilidad para la expansión, mejor coordinación del equipo y soporte de nuevas funciones de automatización [3]. Sin embargo, recomienda estudiar alternativas con una arquitectura de subestación debido a que pueden mitigar los riesgos de indisponibilidad de las comunicaciones desde el centro de control y además

---

<sup>79</sup> Este sistema fue explicado en el numeral 6.3.5 del capítulo 6.



se aprovecha la potencialidad de los sistemas de automatización de las nuevas subestaciones.

Otras opciones son la arquitectura local y la distribuida. La primera (ver numeral 4.6.1, capítulo 4) está basada exclusivamente en la inteligencia local del equipo de campo. Aunque es muy sencilla y no requiere de comunicaciones, sólo permite la automatización de un número pequeño de alimentadores. Además, en ningún caso las acciones son notificadas al Centro de Control. Por lo tanto, la arquitectura local no es una solución escalable en el tiempo. En la segunda arquitectura, como se expuso en 4.6.2 del capítulo 4, la inteligencia está dispersa entre los diferentes IED asociados a cada equipo de maniobra, por lo que las comunicaciones par-a-par (*peer-to-peer*) entre estos dispositivos es un requisito obligatorio. Actualmente no existen soluciones con esquemas distribuidos que manejen estándares abiertos (IEC60870-5 o DNP3), principalmente porque estas normas no permiten el mecanismo *peer-to-peer*. Así, en el caso de CENTROSUR, cuyos reconectores de la red de distribución manejan el protocolo DNP3<sup>80</sup>, la arquitectura distribuida para DA no es viable. Cabe mencionar que está en desarrollo la ampliación de la norma IEC61850<sup>81</sup>, que en un futuro podrá expandirse a la distribución, permitiendo las comunicaciones par-a-par mediante la mensajería GOOSE.

Acorde con este análisis, dos son las arquitecturas aplicables en el caso de CENTROSUR: la centralizada y la distribuida en subestación. Particularmente, la adopción de una arquitectura de subestación facilitará la implantación de un sistema DA equilibrado entre los tiempos de respuesta y la complejidad asociada, además de explotar las capacidades existentes en los sistemas de control y automatización de las subestaciones. Adicionalmente, la implementación de un esquema de subestación permitirá establecer un marco de referencia para evaluación de otras soluciones, como la centralizada, y finalmente la selección de una arquitectura para una implementación masiva de automatización en el sistema de distribución. Por

---

<sup>80</sup> Ver sección 6.3.3 del capítulo 6.

<sup>81</sup> Actualmente, el estándar IEC61850 regula el modelo de datos e intercambio de información exclusivamente dentro de las subestaciones.



lo tanto, para la implantación del sistema piloto de automatización de alimentadores propuesto en esta tesis se diseñará una arquitectura basada en subestación.

### **7.3.1. Arquitectura basada en subestación para automatización de alimentadores**

Este esquema utiliza un “controlador maestro” localizado en las subestaciones, los IED asociados a cada equipo de seccionamiento de la red de distribución, y el sistema de comunicaciones FAN (*Field Area Network*) que los interconecta. En conjunto, estos tres elementos permiten monitorear y controlar las condiciones operativas del sistema de alimentadores. Todo el equipamiento inteligente de seccionamiento de los alimentadores de una subestación es manejado directamente por el controlador maestro de esa subestación. La inteligencia FLISR será diseñada para ejecutarse en este controlador maestro. De esta manera, la lógica de control automático de alimentador está distribuida en las subestaciones, y cada subestación controla y monitorea sus propios circuitos primarios. Cuando ocurre una falla permanente, los IED de los equipos de maniobra envían la información al controlador maestro, y éste en respuesta ejecuta el algoritmo de automatización de alimentador que identifica y localiza la falla, la aísla y luego restablece el servicio. Las maniobras de aislamiento y restauración son ejecutadas automáticamente por el controlador maestro mediante comandos enviados a los IED, los cuales cambian el estatus (abierto/cerrado) del equipo de seccionamiento asociado. Para esto, el controlador maestro intercambiará información con los IED del equipo inteligente de distribución mediante un esquema maestro – esclavo, en el que los IED desempeñan el rol de esclavos.

La figura 7.1 muestra la arquitectura general para automatización de alimentador basada en subestación propuesta para la red de distribución de CENTROSUR. En esta arquitectura se identifican los tres componentes fundamentales para la automatización FLISR: la inteligencia de control automático (en el controlador maestro de subestación), los equipos



inteligentes de seccionamiento (p. ej. reconectadores con sus IED) y el sistema de comunicaciones FAN (*Field Area Network*).

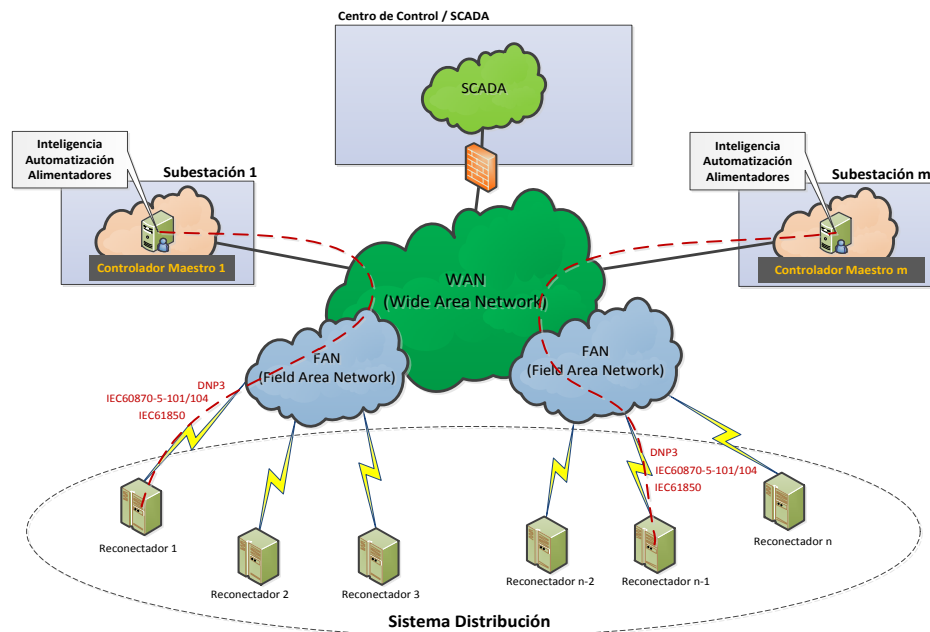


Figura 7.1. Arquitectura general para DA basada en subestación, aplicable en la red de distribución de CENTROSUR [Autor].

Como equipos de seccionamiento telecontrolados, en el caso de CENTROSUR, se utilizará reconectadores tripolares Tipo<sup>82</sup> A y B. El sistema de distribución puede contener “n” reconectadores desplegados en los alimentadores de las distintas “m” subestaciones, como se muestra en la figura 7.1. El IED de cada reconector, a través de la red FAN, está suscrito al controlador maestro de la subestación de la cual se deriva el alimentador. La tecnología de comunicaciones de acceso de esta empresa distribuidora se utilizará prioritariamente para la implantación de la FAN. A nivel de monitoreo y control, el intercambio de información entre los IED y el controlador maestro puede utilizar el mecanismo maestro – esclavo (con protocolos DNP3 LAN/WAN, IEC 60870-5-101/104), o cliente – servidor (con IEC61850). Como se observa, la arquitectura elegida permite una funcionalidad independiente del protocolo de telecontrol usado.

<sup>82</sup> Ver capítulo 6.





#### **7.4. DESARROLLO DE LA INTELIGENCIA FLISR DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR: DISEÑO FUNDAMENTAL**

La función avanzada FLISR detecta automáticamente la presencia de la falla, determina su localización, encuentra los equipos de seccionamiento que limitan la sección dañada para abrirlos y aislar la falla, y finalmente descubre las soluciones de restauración y cierra los equipos de seccionamiento correspondientes para restablecer el servicio a las secciones no afectadas del alimentador. Estas acciones son determinadas y ejecutadas sin intervención manual, mediante control totalmente automático, por la inteligencia de alimentador o inteligencia FLISR<sup>83</sup>.

La inteligencia de alimentador se ha desarrollado mediante un conjunto de algoritmos que residirán y operarán en el controlador maestro de subestación. Estos algoritmos determinan y llevan a cabo todas las maniobras FLISR sobre los equipos inteligentes de seccionamiento. Para esto, y luego de un análisis exhaustivo, el conjunto de algoritmos de la inteligencia FLISR se organizaron alrededor de tres procesos fundamentales, basados en la metodología de [4]:

- Actualización dinámica de la configuración del sistema de alimentadores.
- Lógica para resolución de fallas.
- Reconfiguración automática del sistema de alimentadores.

El primer proceso mantiene una imagen en tiempo real de la configuración del sistema de distribución basado en su topología, el estatus de los equipos de seccionamiento y la medición de las variables eléctricas en diferentes puntos de éste. El segundo proceso genera, sobre la base de la información del primero, toda la lógica de control para localización de la falla, aislamiento y restauración y elabora un plan de maniobras. Finalmente, el tercer proceso reconfigura el sistema mediante la ejecución automática del plan de maniobras definido en el segundo. La interacción entre estos tres procesos

---

<sup>83</sup> En un contexto más amplio, la inteligencia de alimentador incluirá otras funciones, como IVVC, reconfiguración óptima, etc. (ver sección 4.2 del capítulo 6).



generales se esquematiza en el diagrama de flujo de la figura 7.2, en donde el proceso de “lógica para resolución de fallas” se ha representado directamente por sus sub-procesos (localización, aislamiento y restauración).

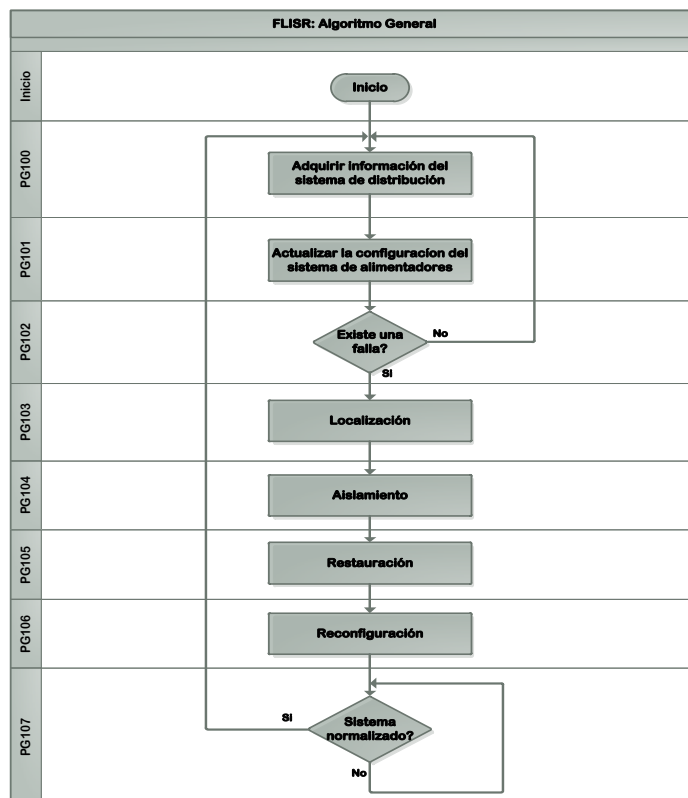


Figura 7.2. Algoritmo general FLISR [Autor]

El algoritmo general de la inteligencia FLISR está ilustrado en el diagrama de flujo anterior. En el primer proceso, codificado con fines explicativos como PG100 (Proceso Nro. 100 del algoritmo General), se obtiene la información del sistema eléctrico de distribución. Esta información incluye el estatus (abierto, cerrado, bloqueado - lockout) de los equipos inteligentes de seccionamiento, los valores medidos de las variables eléctricas (corrientes, tensiones, potencias), y las alarmas de indicación de la red de distribución (disparos por sobrecorriente, baja tensión, baja frecuencia, sobrecarga, etc.) que alertarán sobre cualquier comportamiento anómalo en la red. Esta información es adquirida directamente desde el IED de los equipos inteligentes de distribución a través de interrogaciones<sup>84</sup> periódicas realizadas por el controlador maestro de subestación.

<sup>84</sup> En SCADA, esta interrogación es conocida como *polling*, y forma de parte de otros mecanismos de adquisición de datos, entre los que también se encuentra el de Respuestas No Solicitadas.



En el proceso PG101, la configuración del sistema de alimentadores es actualizada en función de la información del proceso anterior, PG100. Además se actualiza los valores de la carga en los diferentes puntos del sistema y, de ser el caso, se registran en un perfil de carga. Para representar la configuración del sistema de alimentadores se utilizará una matriz de incidencia<sup>85</sup>, como se explicará en el numeral 7.5.2. En el bloque condicional PG102 se determina la presencia o no de una falla usando la información de las alarmas del sistema obtenidas en el proceso PG100. Si no existe una falla, los procesos PG100 y PG101 son repetidos en un bucle. En caso contrario, si se detecta una falla, el proceso PG103 es ejecutado, en donde el algoritmo de localización de la falla identifica la sección del alimentador donde ocurrió el daño. A continuación, en PG104, el algoritmo aislamiento de la falla es ejecutado. Éste busca los equipos de maniobra para aislamiento, y luego genera la lógica de control (listado de maniobras) que abrirá selectivamente los equipos de seccionamiento para aislar la sección averiada del alimentador. Luego, el algoritmo de restauración es llamado en el proceso PG105. Éste inicia la búsqueda de las fuentes de restauración (que incluye alimentadores que pueden ser de diferentes subestaciones), y la selección de las soluciones óptimas para la restauración basada en la capacidad disponible en cada fuente y la carga de las secciones no afectadas. Luego, genera la lógica de control (listado de maniobras) para la restauración que abrirá y/o cerrará los dispositivos de seccionamiento de forma selectiva para implementar la restauración del servicio.

Luego, en el proceso PG106, el algoritmo de reconfiguración es activado. Éste ejecuta la lógica de control (listado de maniobras) generada en los procesos PG104 y PG105. Esta lógica de control cambia el estatus de los equipos inteligentes de seccionamiento del sistema según corresponda, enviando comandos de apertura y/o cierre a sus respectivos IED. Como resultado, el sistema de alimentadores es reconfigurado automáticamente para mitigar los efectos de la falla permanente.

---

<sup>85</sup> Una matriz de incidencia es una matriz binaria (sus elementos sólo pueden ser unos y ceros) que representa relaciones binarias entre los elementos o nodos de un grafo o árbol.



Finalmente, en el bloque condicional PG107, el algoritmo espera en un bucle por la reparación de la sección averiada y la normalización del sistema de alimentadores. La ejecución de las maniobras para regresar a la configuración normal de operación del sistema debe ser realizada manualmente. Luego que el sistema de distribución ha regresado a la configuración inicial, el algoritmo retorna al primer proceso para una nueva ejecución.

## **7.5. DESARROLLO DE LA INTELIGENCIA FLISR DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR: DISEÑO DE DETALLE**

Para explicar el funcionamiento de los algoritmos diseñados para crear la inteligencia automática FLISR, utilizaremos como base de desarrollo el sistema de alimentadores de la figura 7.3, que lo denominaremos “modelo de sistema de distribución”. Este modelo está conformado por los siguientes componentes:

- Tres subestaciones, denominadas subestación A, subestación B y subestación C, cada una con un alimentador diferenciado en color azul, verde y naranja, respectivamente.
- Ocho equipos inteligentes de seccionamiento: Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6, Q7 y Q8, distribuidos sobre las líneas de media tensión, cada uno con su respectivo IED.
- Seis secciones<sup>86</sup> de alimentador: S10, S11, S12, S13, S14 y S15.

En una de las tres subestaciones estará localizado un controlador maestro, de acuerdo a la arquitectura de subestación elegida para el diseño. En adelante, los equipos inteligentes de seccionamiento serán referidos, en forma general, con el término “interruptores”. En la práctica, estos equipos podrán incluir reconectores, seccionadores, seccionalizadores, interruptores de circuito, etc.

---

<sup>86</sup> Se considera como “sección” a una porción del alimentador limitada por equipos de seccionamiento controlados remotamente.

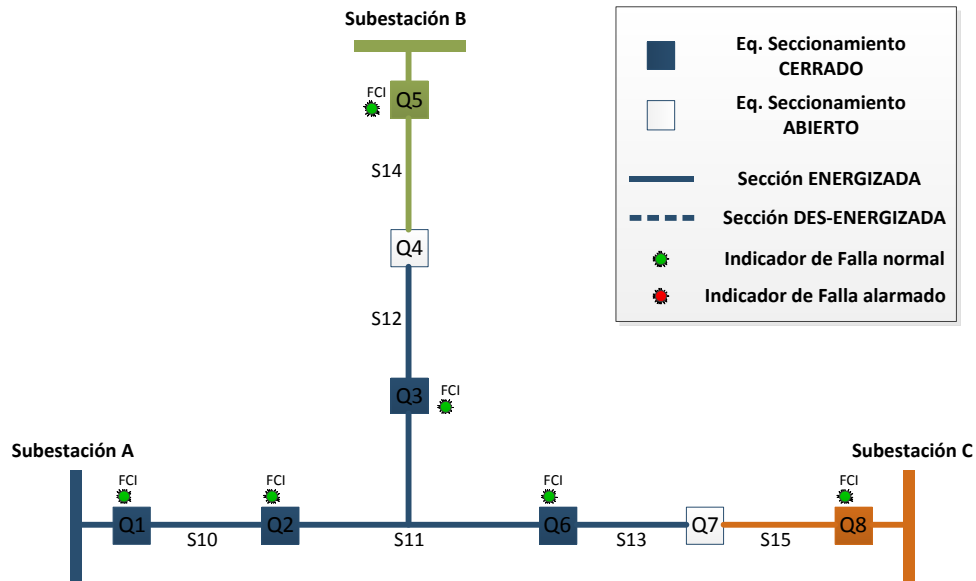


Figura 7.3. Modelo de sistema de alimentadores para diseño del algoritmo FLISR [Autor]

El diagrama unifilar de la figura 7.3 corresponde a la configuración del modelo de sistema de distribución bajo condiciones normales de operación. La subestación A suministra energía a las cargas de las secciones S10, S11, S12 y S13; la subestación B suministra energía a la sección S14, y la subestación C está conectada con la carga de la sección S15. Los equipos Q4 y Q7 son interruptores de enlace normalmente abiertos que mantienen la configuración radial de los alimentadores del modelo de sistema de la figura 7.3, y los interruptores Q1, Q2, Q3, Q5, Q6 y Q8 son normalmente cerrados. Mediante este modelo de sistema de distribución, en los siguientes apartados se detalla la operación de la inteligencia FLISR diseñada.

### 7.5.1. Algoritmo de Adquisición de información del sistema de distribución (PG100)

Toda la información acerca del comportamiento del sistema eléctrico de distribución es obtenida en el proceso PG100, la cual incluye el estatus de los interruptores (abierto, cerrado, bloqueado - *lockout*), los valores medidos de las variables eléctricas del sistema (tensiones y carga a través de los interruptores en términos de corrientes o potencias), y las alarmas de disparos (sobrecorriente, baja frecuencia, baja tensión, etc.). El proceso de adquisición de datos puede utilizar protocolos de telecontrol tales como



DNP3, IEC60870-5-101/104, Modbus TCP/IP, IEC61850, etc., que permiten la comunicación entre el controlador maestro y los IED esclavos. Normalmente, esta comunicación se realiza mediante peticiones<sup>87</sup> periódicas de información enviadas por el controlador maestro hacia cada uno de los IED. En respuesta, cada IED enviará uno o varios mensajes que contendrán la información (señales binarias, analógicas y contadores) disponible y/o solicitada por el maestro. Dependiendo del protocolo, este mecanismo de intercambio de datos también se puede realizar mediante respuestas no solicitadas. Este método permite el envío espontáneo de mensajes por parte de los esclavos, sin que exista una petición previa expresa por parte del maestro. Este mecanismo utiliza de manera más eficiente los recursos del sistema de comunicaciones FAN. Como se verá en el capítulo 8, el protocolo usado para la implementación del sistema es el DNP3.

### **7.5.2. Algoritmo de Actualización de la Configuración del sistema de alimentadores (PG101)**

La información en tiempo real de la red de distribución, obtenida en el proceso PG100, es utilizada para actualizar la configuración del sistema de distribución. La topología del sistema eléctrico será representada mediante una “Matriz de Incidencia” del sistema. A partir de ésta se genera la “Matriz de Direccionalidad” que reflejará, en forma digital, la configuración actual de la red de distribución. Este método se fundamenta en los conceptos de [4]. Los algoritmos FLISR se basarán en la información de la matriz de direccionalidad para generar toda la lógica de localización, aislamiento y restauración. Por lo tanto, estos algoritmos serán universales, es decir, podrán ser utilizados en un sistema de distribución con cualquier topología. Además, si esta topología es modificada<sup>88</sup> la inteligencia conservará su funcionalidad con sólo actualizar la matriz de incidencia del sistema para reflejar los cambios topológicos.

---

<sup>87</sup> Las peticiones pueden ser de lectura de datos binarios o analógicos (estáticos o por eventos), y la ejecución de comandos de control. Generalmente, estas peticiones son iniciadas exclusivamente por el maestro.

<sup>88</sup> Construcción de nuevas líneas de media tensión, ubicación de nuevos elementos de seccionamiento, conmutación de equipos existentes, etc.



La matriz de incidencia del sistema puede contener todas conexiones entre los elementos de la red de distribución. Para la aplicación FLISR desarrollada en este trabajo de tesis, se considerarán únicamente aquellos elementos inteligentes telecontrolados de la red. En el caso de CENTROSUR, estos equipos corresponden a reconectores. Las filas en la matriz de incidencia representan a los equipos de seccionamiento (p. ej. reconectores e interruptores de circuito), mientras que las columnas representan a los nodos del sistema. Un nodo puede ser una fuente (subestación/alimentador) o una carga (sección). Si un interruptor está conectado a un nodo, la entrada correspondiente en la matriz será un “uno” (1). Para todos los otros casos, es decir cuando no existe una conexión, la entrada en la matriz será un “cero” (0). Cabe resaltar que un interruptor siempre estará conectado a dos nodos, lo que significa que cada fila de la matriz de incidencia contendrá únicamente dos entradas en “uno” (1). Por el contrario, un nodo (subestaciones o cargas) pueden tener una conexión con uno o más interruptores del sistema, lo que significa la presencia de uno o más “unos” (1) en cada columna. En referencia al modelo de sistema de distribución de la figura 7.3, su matriz de incidencia está ilustrada en la figura 7.4.

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	Q1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	Q2	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	Q3	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Figura 7.4. Matriz de incidencia del modelo de sistema de alimentadores de la Fig. 7.3 [Autor].

Para completar la representación matricial de la configuración del sistema eléctrico, dada inicialmente por la matriz de incidencia, es necesario describir



el sentido (dirección) de un nodo desde la perspectiva de un interruptor con relación a la fuente (subestación o alimentador). Así, visto por un interruptor cualquiera, un nodo está “aguas abajo” cuando está conectado en el lado del interruptor que está más alejado de la fuente; y, un nodo está “aguas arriba” cuando está conectado en el lado del interruptor que está más cercano a la fuente. El sentido de un nodo puede cambiar cuando se conmuta el estatus (abierto o cerrado) de un interruptor. Es decir, cuando se modifica la configuración del sistema, el sentido relativo (aguas arriba o aguas abajo) de los nodos conmutará entre estos dos estados. Particularmente, para un interruptor de enlace normalmente abierto sus dos nodos asociados se encuentran siempre en sentido aguas arriba. Esto se debe a que este interruptor tiene dos fuentes diferentes de referencia (p. ej. dos alimentadores distintos), una por cada lado del equipo.

Por sí misma, la matriz de incidencia no describe la relación aguas arriba o aguas abajo de los nodos de un sistema. Para representar tal información, se utilizará una “matriz de direccionalidad” y un vector de estatus de los interruptores del sistema. Este último contiene la posición (abierto o cerrado) de todos los equipos de seccionamiento, actualizada en tiempo real mediante el proceso PG100. La matriz de direccionalidad se genera dinámicamente, en tiempo real, a partir de la matriz de incidencia y el vector de estatus de los interruptores. Específicamente, la matriz de direccionalidad tiene la misma estructura de la matriz de incidencia, esto es, las filas representan interruptores y las columnas representan nodos. Sin embargo, un nodo aguas arriba es representado por un “uno positivo” (1) en la entrada correspondiente de la matriz, mientras que un nodo aguas abajo es representado por un “uno negativo” (-1) en la entrada correspondiente. La matriz de direccionalidad y el vector de estatus para la red de distribución del ejemplo son ilustrados en las figuras 7.5 y 7.6, respectivamente. Los valores de la matriz y el vector de estatus corresponden a la configuración normal del sistema.





UNIVERSIDAD DE CUENCA

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	Q1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0
	Q2	0	0	0	1	-1	0	0	0	0
	Q3	0	0	0	0	1	-1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	-1	0
	Q6	0	0	0	0	1	0	-1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	-1

Figura 7.5. Matriz de direccionalidad del modelo de sistema de alimentadores de la Fig. 7.3, bajo condiciones normales de operación [Autor].

$$\text{Vector Estatus Interruptores} = \begin{pmatrix} & \text{Q1} & \text{Q2} & \text{Q3} & \text{Q4} & \text{Q5} & \text{Q6} & \text{Q7} & \text{Q8} \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Abierto: 0

Cerrado: 1

Figura 7.6. Vector de estatus de los interruptores del modelo de sistema de alimentadores de la Fig. 7.3, bajo condiciones normales de operación [Autor].

Por ejemplo se observa que, en la configuración normal del sistema, la sección S11 está aguas abajo del interruptor Q2, por lo que el elemento con coordenadas (Q2, S11) de la matriz de direccionalidad será un “-1”, mientras que la sección S10 se encuentra aguas arriba de Q2, entonces el elemento (Q2, S10) será un “1”. Por otro lado, la sección S15 está aguas abajo del interruptor Q8, mientras que aguas arriba está la subestación SE\_C, por lo que los elementos (Q8, S15) y (Q8, SE\_C) serán “-1” y “1”, respectivamente. Para el interruptor de enlace normalmente abierto Q4, las secciones S12 y S14 se encuentran aguas arriba del interruptor, respecto de las fuentes SE\_A y SE\_B, respectivamente, por lo que (Q4, S12) y (Q4, S14) serán ambos “1”.



### 7.5.3. Algoritmo de construcción de la matriz de direccionalidad

La mayoría de los procesos de la inteligencia FLISR se ejecutarán sobre la matriz de direccionalidad, por lo que en este apartado se expone con suficiente detalle el algoritmo diseñado para la creación de esta matriz. Por un lado, la matriz de incidencia es fundamentalmente estática ya que depende de la topología del sistema. Por el contrario, la matriz de direccionalidad es dinámica ya que varía de acuerdo a los cambios de posición (abierto o cerrado) de los equipos de seccionamiento, representados por el vector de estatus de los interruptores del sistema.

El algoritmo desarrollado para crear la matriz de direccionalidad utiliza el método de “búsqueda en profundidad”<sup>89</sup> (en inglés *Depth - First Search - DFS*) sobre los elementos de la matriz de incidencia. Este método permite actualizar de manera eficiente la matriz de direccionalidad cada vez que ocurre un cambio (por apertura y/o cierre de equipos) en la configuración del sistema. La búsqueda en profundidad inicia en una fuente (subestación/alimentador), y recorre aguas abajo de ésta en busca de los interruptores y secciones asociados a esa fuente. Durante el recorrido identifica y registra en la matriz de direccionalidad el sentido (aguas arriba o aguas abajo) de las conexiones encontradas entre los elementos del sistema. La búsqueda termina cuando ha recorrido todos los ramales del circuito, y entonces continúa hacia la siguiente fuente. Luego de evaluar todas las fuentes, se genera la matriz de direccionalidad para todo el sistema. La figura 7.7 muestra una versión simplificada del diagrama de flujo diseñado para generar la matriz de direccionalidad. En el apartado B.8 del anexo B se encuentra el diagrama de flujo completo para éste y los otros algoritmos desarrollados en este trabajo de tesis.

---

<sup>89</sup> La “búsqueda en profundidad” es un algoritmo que permite recorrer todos los nodos de un árbol o grafo manera ordenada, pero no uniforme.

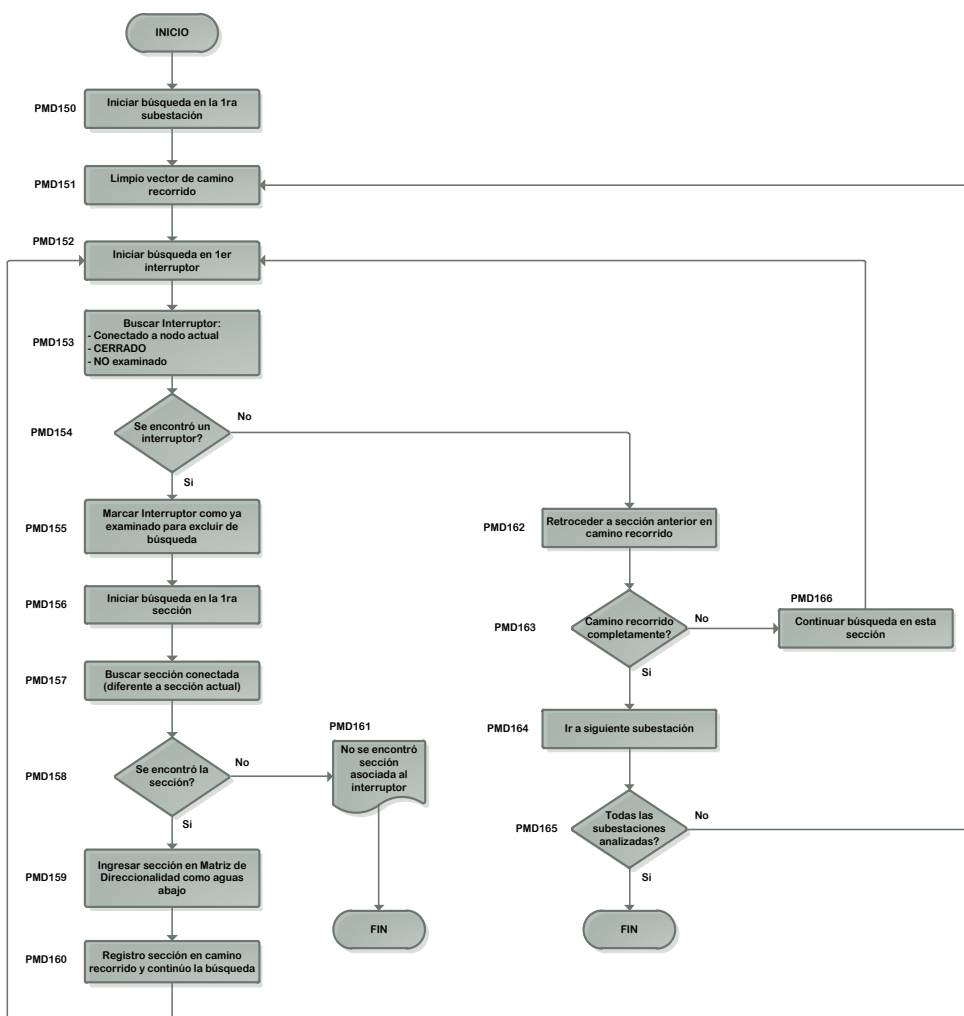


Figura 7.7. Diagrama de flujo (simplificado) del algoritmo para generación de la matriz de direccionalidad [Autor].

Para explicar el funcionamiento del algoritmo, analicemos su aplicación en el sistema de distribución del ejemplo, cuya matriz de incidencia se ilustró en la figura 7.4. Cada una de las tres fuentes del sistema (SE\_A, SE\_B y SE\_C) será analizada por el algoritmo, iniciando por la subestación SE\_A, como lo indica el proceso PMD150<sup>90</sup> del diagrama de flujo anterior. Esta acción se ha representado gráficamente en la matriz de incidencia de la figura 7.8, en donde la columna del nodo SE\_A se ha resaltado mediante un recuadro naranja. Los elementos dentro del recuadro representan las conexiones del nodo SE\_A con cada uno de los interruptores del sistema. Según se explicó anteriormente, los elementos iguales a “1” denotan una conexión física entre SE\_A y un interruptor. Un “cero” (0), por el contrario, significa que no existe conexión. Entonces, el algoritmo busca todos los equipos conectados a la

<sup>90</sup> Proceso 150 del diagrama de flujo de generación de la Matriz de Direccionalidad.



subestación SE\_A, iniciando la búsqueda en el primer interruptor Q1 (ver PMD152), cuya fila está resaltada con un recuadro azul en la figura 7.8. La búsqueda (PMD153) verifica que el interruptor: a) esté conectado al nodo, b) esté cerrado, y c) no haya sido examinado previamente por el algoritmo. Como se ve en la figura 7.8 y en el vector de estatus de la figura 7.6, el primer y único interruptor que cumple con estas condiciones es Q1.

	Fuentes			Secciones						
	SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15	
Equipos de seccionamiento	Q1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	Q2	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	Q3	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Figura 7.8. Generación de matriz de direccionalidad: Búsqueda de interruptores aguas abajo de SE\_A [Autor]

El interruptor encontrado (PMD154), en este caso Q1, pasa a formar parte de los equipos “ya examinados” por el algoritmo (PMD155), por lo cual es excluido de las siguientes búsquedas<sup>91</sup>. En la figura 7.9, Q1 es marcado como “ya examinado” mediante una “X” en rojo. Luego, en PMD156, se busca una sección conectada a Q1, iniciando por la primera sección de la matriz, esto es S10 (resaltada mediante un recuadro amarillo). En este caso, S10 está conectada a Q1 (PMD158). Como la búsqueda arranca desde la fuente, y analiza uno a uno y de forma ordenada los elementos conectados a ella, entonces se determina que S10 es una sección aguas abajo de Q1 (lo cual se denota con un círculo rojo en la figura 7.9). Esto es registrado en la matriz de direccionalidad con un “-1” en el elemento con coordenadas (Q2, S10), como se indica en la figura 7.16.

<sup>91</sup> Esto hace que el algoritmo converja más rápidamente y evita posibles bucles infinitos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	Fuentes			Secciones						
	SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15	
<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0	
Q2	0	0	0	1	1	0	0	0	0	
Q3	0	0	0	0	1	1	0	0	0	
Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0	
Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0	
Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	
Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1	
Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1	

Figura 7.9. Generación de matriz de direccionalidad: Búsqueda de sección aguas abajo de Q1 [Autor].

El algoritmo regresa a PMD152 para buscar un interruptor conectado a la sección S10. Esta vez, la búsqueda inicia en Q2 (resaltado con un recuadro azul en la figura 7.10) ya que Q1 fue marcado como “ya examinado”. Como Q2 tiene conexión con S10 y está cerrado (PMD153), la búsqueda es exitosa (PMD154), y Q2 se agrega a los interruptores “ya examinados” (PMD155). En la figura 7.10, Q2 se marca con una “X” en rojo. En PMD156, se busca una sección conectada a Q2, iniciando por la sección S11 (resaltada mediante un recuadro amarillo) ya que S10 ya fue evaluada (recuadro verde) en la iteración anterior. S11 está conectada a Q2 (PMD158), por lo que registra un “-1” en la coordenada (Q2, S11) de la matriz de direccionalidad de la figura 7.16.

	Fuentes			Secciones						
	SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15	
<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0	
<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0	
Q3	0	0	0	0	1	1	0	0	0	
Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0	
Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0	
Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	
Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1	
Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1	

Figura 7.10. Generación de matriz de direccionalidad: Búsqueda de sección aguas abajo de Q2 [Autor]



Nuevamente el algoritmo regresa a PMD152 para buscar un interruptor conectado a la sección S11. La búsqueda inicia en Q3 (resaltado con un recuadro azul en la figura 7.11) debido a que Q1 y Q2 ya fueron examinados. Q3 tiene conexión con S11 y está cerrado (PMD153), por lo que se agrega a los interruptores “ya examinados” (PMD155). Luego se busca una sección conectada a Q3, iniciando por S10. Como se ve en la figura 7.11, S10 no tiene conexión por lo que la búsqueda continua en S12 (no se considera S11 porque ya fue evaluada). S12 (recuadro amarillo) sí está conectada a Q3 (PMD158), por lo que registra un “-1” en la coordenada (Q3, S12) de la matriz de direccionalidad de la figura 7.16.

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	<del>Q3</del>	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Figura 7.11. Generación de matriz de direccionalidad: Búsqueda de sección aguas abajo de Q3 [Autor]

El flujo del algoritmo regresa a PMD152 para buscar un interruptor conectado a la sección S12. La búsqueda inicia en Q4 (resaltado con un recuadro azul en la figura 7.12) debido a que Q1, Q2 y Q3 ya fueron examinados por el algoritmo. Q4 tiene conexión con S12 pero está abierto (PMD153), por lo que no se agrega a los interruptores “ya examinados” y la búsqueda continua con los siguientes interruptores. Como se ve en la figura 7.12, Q5, Q6, Q7 y Q8 no tienen conexión con S12, por lo que esta vez, luego de examinar todos los equipos de seccionamiento, la búsqueda no es exitosa (PMD154). Por lo tanto, se determina que S12 es la última sección del ramal.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	Q1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	<del>Q3</del>	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	<del>Q4</del>	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	Q6	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Figura 7.12. Generación de matriz de direccionalidad: Q4 abierto y Q5, Q6, Q7 y Q8 sin conexión a S12 marcan el final del ramal [Autor]

En este punto, se retrocede hasta la sección anterior para iniciar la búsqueda sobre otros posibles ramales del alimentador de SE\_A (PMD162). La sección anterior corresponde a S11. El algoritmo regresa a PMD152 para buscar otro interruptor conectado a la sección S11. La búsqueda inicia en Q4 debido a que Q1, Q2 y Q3 ya fueron examinados. Q4 y Q5 no tienen conexión a S11, así que la búsqueda avanza hasta Q6, el cual sí tiene conexión con S11, así que se agrega a los interruptores “ya examinados” (PMD155). Luego se busca una sección conectada a Q6, iniciando por S10. S10 y S12 no tienen conexión por lo que la búsqueda continúa en S13 (S11 no se considera porque ya fue evaluada). S13 (recuadro amarillo en la figura 7.13) sí está conectada a Q6 (PMD158), por lo que registra un “-1” en la coordenada (Q6, S13) de la matriz de direccionalidad de la figura 7.16.

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	<del>Q3</del>	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	<del>Q6</del>	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Figura 7.13. Generación de matriz de direccionalidad: Búsqueda de sección aguas abajo de Q6 [Autor]



El algoritmo regresa a PMD152 para buscar un interruptor conectado a la sección S13. La búsqueda inicia en Q4 debido a que Q1, Q2 y Q3 ya fueron examinados. Como Q4 y Q5 no tienen conexión con S13, y Q6 ya fue examinado, la búsqueda llega a Q7. Q7 tiene conexión con S13 pero está abierto (PMD153), por lo que no se agrega a los interruptores “ya examinados” y la búsqueda continua con el último interruptor Q8. Como se ve en la figura 7.14, Q8 no tienen conexión con S13, por lo que, luego de examinar todos los interruptores, la búsqueda no es exitosa (PMD154). Por lo tanto, se determina que S13 es la última sección de este ramal.

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	<del>Q3</del>	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	<del>Q6</del>	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Abierto, no cumple. Ir a siguiente

No conectado. Interruptor no encontrado.

Figura 7.14. Generación de matriz de direccionalidad: Q7 abierto, y Q4, Q5 y Q8 sin conexión a S13 marcan el final del ramal [Autor]

Nuevamente, el algoritmo retrocede hasta la sección anterior para iniciar la búsqueda sobre otras posibles derivaciones del circuito (PMD162). Ahora, la sección anterior corresponde a S10. Regresamos a PMD152 para buscar otro interruptor conectado a la sección S10. La búsqueda inicia en Q4 debido a que Q1, Q2 y Q3 ya fueron examinados. Como se muestra en la figura 7.15, Q4, Q5, Q7 y Q8 (Q6 ya fue examinado) no tienen conexión con S10, por lo que, luego de examinar todos los interruptores, la búsqueda no es exitosa (PMD154). Entonces, se determina que la sección S10 no tiene ramales adicionales.





UNIVERSIDAD DE CUENCA

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	<del>Q1</del>	1	0	0	1	0	0	0	0	0
	<del>Q2</del>	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	<del>Q3</del>	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0
	Q5	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	<del>Q6</del>	0	0	0	0	1	0	1	0	0
	Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	1

No conectado. Interruptor no encontrado

No conectado. Interruptor no encontrado

Figura 7.15. Generación de matriz de direccionalidad: Q4, Q5, Q7 y Q8 sin conexión a S10 [Autor].

En PMD162 se retrocede a la sección anterior. Debido a que no existen secciones antes de S10, se establece que todo el circuito del nodo SE\_A ha sido analizado (PMD163). La figura 7.16 ilustra la matriz de direccionalidad completada parcialmente con los resultados de la evaluación de la subestación SE\_A. El algoritmo avanzará hacia la siguiente fuente (subestación/alimentador). Todo el procedimiento anterior se ejecuta de forma similar para cada una de las fuentes del sistema. Finalmente, luego de analizar todas las fuentes, la matriz de direccionalidad completa del sistema ha sido generada, como se mostró en la figura 7.5.

		Fuentes			Secciones					
		SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15
Equipos de seccionamiento	Q1				-1					
	Q2					-1				
	Q3						-1			
	Q4									
	Q5									
	Q6								-1	
	Q7									
	Q8									

Figura 7.16. Matriz de direccionalidad creada parcialmente con los elementos aguas abajo de la fuente SE\_A [Autor].



#### 7.5.4. Algoritmo de cálculo de la carga de las secciones del sistema

El proceso PG101, además de actualizar la configuración del sistema de alimentadores, también calcula y actualiza los valores de la carga de todas las secciones del sistema. Estos valores luego son utilizados por el algoritmo de restauración. El cálculo se realiza con las mediciones de la carga tomadas por el IED de cada equipo inteligente de distribución. Estos valores pueden estar en términos de potencia o corriente, y son registrados por el algoritmo en un “vector de carga de los interruptores”.

El diagrama de flujo del algoritmo diseñado para el cálculo de la carga está detallado en el apartado B.5 del anexo B. La forma más eficiente de realizar el cálculo es utilizando el método de “búsqueda en anchura”<sup>92</sup> (en inglés *Breadth – First Search* - BFS) sobre la matriz de direccionalidad. De esta manera, el algoritmo encuentra rápidamente todos los interruptores conectados a cada sección del sistema de distribución. Así, la carga de una sección cualquiera es igual a la diferencia entre la carga medida por el interruptor aguas arriba de la sección y la sumatoria de la carga medida por todos los interruptores aguas abajo.

Para el modelo de sistema de alimentadores de la figura 7.3, la carga de todas las secciones S10, S11, S12, S13, S14 y S15, pueden ser calculadas mediante este algoritmo, la matriz de direccionalidad del sistema y los valores de carga medidos por los interruptores Q1 - Q8 (vector de carga de interruptores). Los dos últimos están ilustrados en la figura 7.17. Utilizando la matriz de direccionalidad, el algoritmo primero identifica el interruptor conectado a la subestación A, esto es Q1. La figura 7.17(a) ilustra esta acción mediante el recuadro azul sobre las conexiones de Q1. Luego, el algoritmo busca la sección aguas abajo de Q1, esto es S10 (recuadro naranja en la figura 7.17(a)) y los interruptores aguas abajo de ésta (marca “X” en azul), en este caso Q2 (círculo azul en la figura 7.17(a)). Por lo tanto, el algoritmo determina que el valor de la carga de la sección S10 es igual a:

$$\text{Carga } S10 = P(Q1) - P(Q2) = 4500 \text{ kW} - 3500 \text{ kW} = 1000 \text{ kW}$$

<sup>92</sup> A diferencia del algoritmo DFS, visita todos los nodos de un nivel antes de proceder con el siguiente nivel de un grafo.



en donde  $P(Q1)$  y  $P(Q2)$  son los valores de potencia activa medidos por Q1 y Q2 respectivamente, como se muestra en la tabla 7.1. Las figuras 7.17 (b, c y d) esquematizan la operación del algoritmo para las otras secciones de la subestación A. La tabla 7.1 contiene los valores del vector dinámico de carga de los interruptores para un instante de tiempo determinado. Estos valores son asumidos para fines explicativos, pero en la implementación serán actualizados en tiempo real en función de los cambios en las variables eléctricas del sistema.

Punto de medición	Carga medida (potencia activa) [kW]
Q1	4500
Q2	3500
Q3	1000
Q4	0
Q5	2500
Q6	1200
Q7	0
Q8	3000

Tabla 7.1. Valores de carga (en términos de potencia activa) medidos por el IED de los interruptores del modelo de sistema de distribución de la figura 7.3 [Autor].

La tabla 7.2 resume los resultados del algoritmo de cálculo de carga para cada sección, en ese mismo instante de tiempo. La segunda columna corresponde a las operaciones aritméticas para el cálculo de la carga definidas por el algoritmo en función de la matriz de direccionalidad. La tercera columna contiene los resultados en función de los valores de carga medidos, mostrados en la tabla 7.1.

Sección	Ecuación cálculo carga	Carga calculada [kW]
S10	$Q1 - Q2$	1000
S11	$Q2 - (Q3 + Q6)$	1300
S12	$Q3 - Q4$	1000
S13	$Q6 - Q7$	1200
S14	$Q5 - Q4$	2500
S15	$Q8 - Q7$	3000

Tabla 7.2. Resultados del algoritmo de cálculo de la carga de sección para el modelo de sistema de distribución de la figura 7.3 [Autor].



UNIVERSIDAD DE CUENCA

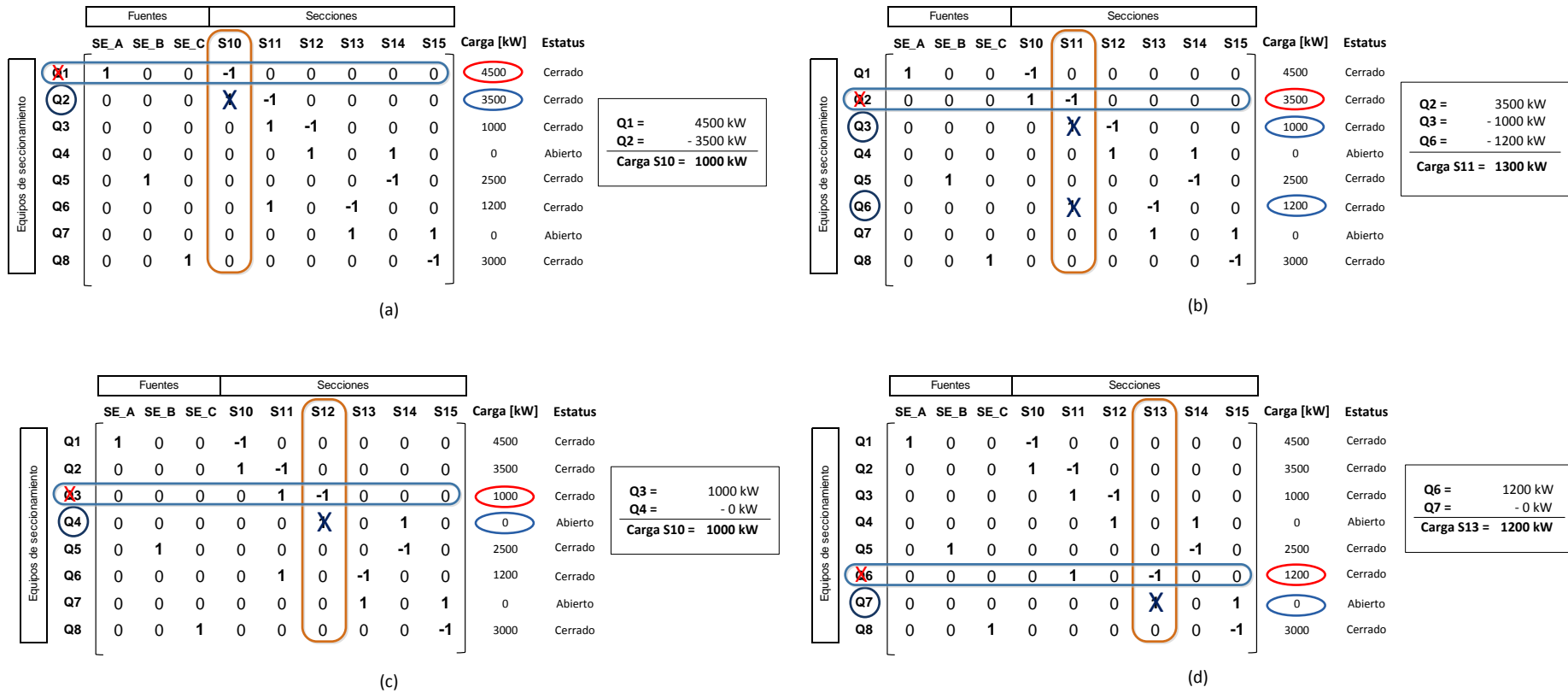


Figura 7.17. Funcionamiento del algoritmo para cálculo de la carga de las secciones, aplicado al circuito de la subestación SE\_A del sistema de distribución de la figura 7.3: a) Sección S10, b) Sección S11, c) Sección S12, d) Sección S13 [Autor]



### 7.5.5. Algoritmo de Localización y Aislamiento de la falla (PG103 y PG104)

Los dos primeros procesos (PG100 y PG101) de la inteligencia de automatización de alimentador obtienen y actualizan dinámicamente la configuración del sistema de distribución, principalmente a través de la matriz de direccionalidad. Esto permite conocer, en todo momento, el estado y comportamiento de la red. Con esta información se puede determinar preliminarmente la presencia de una falla y, en caso de confirmarla, iniciar los algoritmos para localización, aislamiento y restauración explicados en este y el siguiente numeral.

La automatización FLISR operará únicamente después de un corto circuito en el sistema. Los elementos de protección a lo largo de un circuito de distribución deben estar coordinados apropiadamente para evitar la actuación de más de un elemento aguas arriba de una falla. Esto dificultaría al algoritmo identificar su ubicación. En principio, la detección de la falla se realiza a través de la función automática de recierre de la inteligencia local de los IED de cada equipo de seccionamiento de los alimentadores. Por lo tanto, la secuencia de recierres del equipo es ejecutada convencionalmente ante una falla. Luego, si el recierre es exitoso, el sistema ha superado la falla y no se necesita el apoyo de la inteligencia FLISR. Si, como se explicó en el numeral 6.3.4 del capítulo 6, el equipo de seccionamiento se bloquea a la apertura (*lockout*), entonces el sistema de automatización debe responder para mitigar a la brevedad posible los efectos de la falla. Entonces, el controlador maestro iniciará la operación del algoritmo FLISR.

En primer lugar, la función FLISR se ha diseñado con una lógica de verificación de la falla. Esta lógica verifica la activación de aquellos elementos de protección de un equipo inteligente de seccionamiento que confirman la presencia de un corto circuito en la red. La automatización FLISR continúa su ejecución si el elemento de disparo (TRIP) está activado, y uno de los elementos de sobrecorriente de una o más fases y/o neutro está activado, y la función de bloqueo 79LO está activa, y el contacto 52b está activo (reconectador abierto). Estas condiciones obedecen a la función de



recierre de los reconectores Tipo A y B, explicada en el capítulo 6 a través de diagramas de tiempo y oscilografías de fallas transitorias y permanentes. La figura 7.18 esquematiza la lógica del algoritmo de detección de la falla.

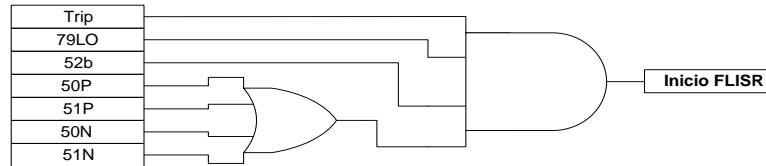


Figura 7.18. Lógica del algoritmo de “Verificación de la Falla” [Autor]

Una vez que se confirma la presencia de una falla, los procesos de “localización” y “aislamiento” son ejecutados. El algoritmo de localización y aislamiento se basa en la matriz de direccionalidad para identificar la ubicación de una falla y generar la lógica de aislamiento. Fundamentalmente identifica al interruptor bloqueado (*lockout*) y luego busca la sección y los interruptores aguas abajo de este equipo. La sección encontrada es registrada como la ubicación de la falla y los interruptores conectados aguas abajo de ésta son los equipos de aislamiento que serán abiertos. La figura 7.19 ilustra el diagrama de flujo simplificado del algoritmo diseñado para la localización y aislamiento de una falla. Los detalles del algoritmo se encuentran en el apartado B.10 del anexo B.

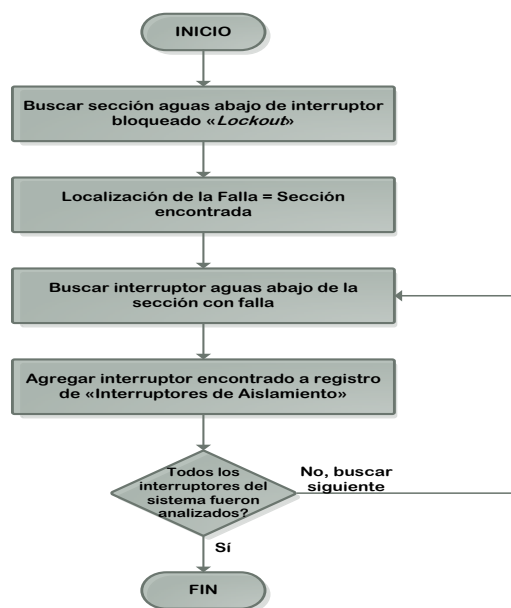


Figura 7.19. Diagrama de flujo simplificado del algoritmo de Localización y Aislamiento de la falla [Autor]



La operación del algoritmo fue desarrollada a través del modelo de sistema de distribución de la figura 7.3. Supongamos un corto circuito en la sección S10 de este sistema eléctrico, como se muestra en la figura 7.20. Q1 detecta la circulación de una corriente de falla y acciona su función automática de recierre (inteligencia local). Luego del último disparo del ciclo de reconexiones, y con la corriente de falla aún presente, Q1 se bloquea en el estado abierto (*lockout*) y FLISR es iniciado. El controlador maestro utiliza el algoritmo de la figura 7.19 para identificar la localización de la falla y generar la lógica de aislamiento.

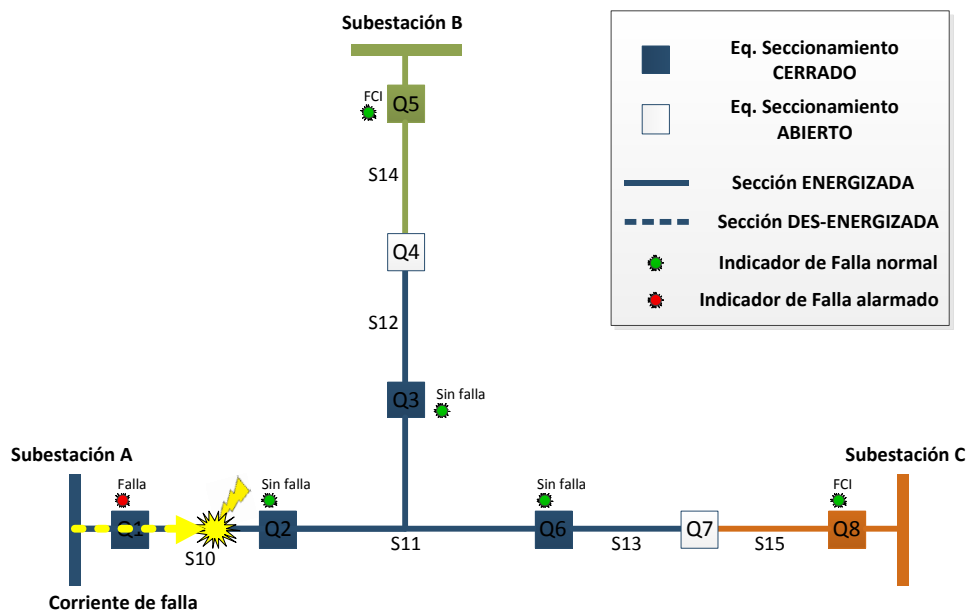


Figura 7.20. Falla en la sección S10 del modelo de sistema de alimentadores. Q1 se bloquea (*lockout*) e inicia la automatización FLISR [Autor].

Primero, el algoritmo identifica al interruptor bloqueado Q1 en la matriz de direccionalidad (ver figura 7.21). Esto corresponde a la primera fila, cuyos elementos describen las conexiones de Q1 con todos los nodos del sistema. La figura 7.21 destaca mediante un círculo rojo la fila correspondiente a Q1. Para encontrar la sección aguas abajo de este equipo, el algoritmo busca una conexión “-1” entre todos los elementos de la fila Q1, empezando en la primera sección S10 (flecha roja discontinua). Como se observa en la figura 7.21, el único nodo que cumple esta condición es la sección S10. Por lo tanto, el algoritmo determina que la localización de la falla se encuentra en S10 (ver círculo amarillo).



	Fuentes			Secciones						Estatus	
	SE_A	SE_B	SE_C	S10	S11	S12	S13	S14	S15		
Equipos de seccionamiento											
Q1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	Abierto	
Q2	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	Cerrado	
Q3	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	Cerrado	
Q4	0	0	0	0	0	1	0	1	0	Abierto	
Q5	0	1	0	0	0	0	0	-1	0	Cerrado	
Q6	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	Cerrado	
Q7	0	0	0	0	0	0	1	0	1	Abierto	
Q8	0	0	1	0	0	0	0	0	-1	Cerrado	

Figura 7.21. Funcionamiento de algoritmo de localización y aislamiento de la falla [Autor]

Como se explicó, los interruptores de aislamiento corresponden a los equipos ubicados aguas abajo de la sección averiada, en este caso S10. La columna S10 de la matriz de direccionalidad contiene todas las conexiones<sup>93</sup> de este nodo hacia cada uno de los interruptores del sistema. El algoritmo busca secuencialmente dentro de esta columna (flecha azul discontinua) los elementos aguas abajo (entrada en “1”) del nodo S10. En este caso, esta condición corresponde al interruptor Q2. Por lo tanto, el único interruptor de aislamiento identificado para la falla en la sección S10 es Q2 ya que Q1 es abierto automáticamente por su función de recierre.

La configuración del sistema de alimentadores, luego de aislar la falla en S10, se muestra en la figura 7.22. Como se observa, las secciones S11, S12 y S13 son elementos “sanos” del sistema que a consecuencia de la falla, sus cargas resultaron des-energizadas. A estos elementos los denominaremos como “secciones sin falla fuera de servicio”. El siguiente proceso del algoritmo FLISR se ocupará de energizar estas secciones desde las fuentes alternativas del sistema.

<sup>93</sup> En las columnas de la matriz de direccionalidad, que representan a los nodos del sistema, un elemento “1” indica una conexión aguas abajo de la sección, mientras que un elemento “-1” indica una conexión aguas arriba de esa sección.



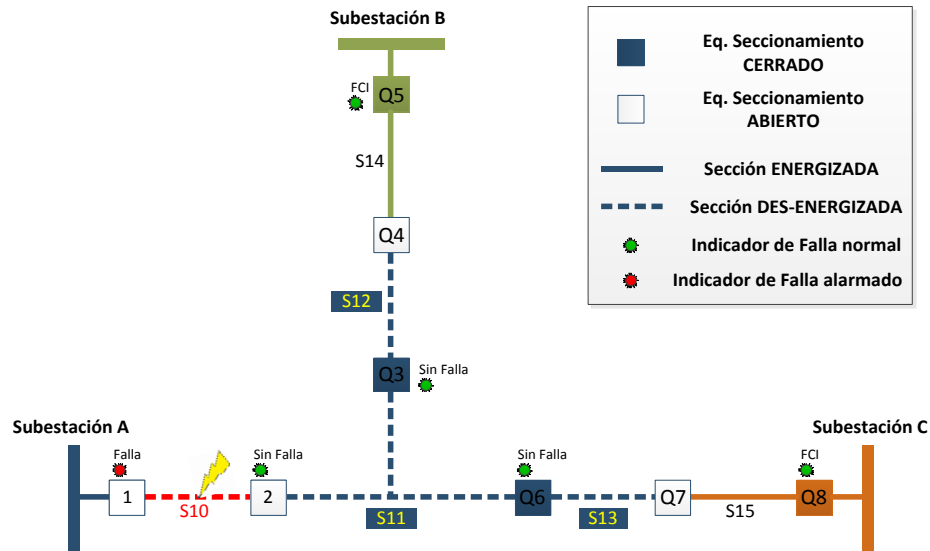


Figura 7.22. Configuración del sistema luego del aislamiento de la falla [Autor]

### 7.5.6. Algoritmo de Restauración del servicio (PG107)

Una vez que la sección dañada del alimentador está aislada, el controlador maestro intenta restaurar el servicio a la mayor cantidad de secciones sanas o no afectadas del alimentador, mediante las fuentes disponibles. Las fuentes disponibles incluyen a cualquier alimentador conectado a las secciones sin falla mediante interruptores de enlace normalmente abiertos, y que tiene capacidad de reserva suficiente para asumir la carga adicional a ser transferida.

Fundamentalmente, el algoritmo de restauración se ha diseñado para realizar dos procesos. Primero, el algoritmo busca una o más fuentes de restauración disponibles. Luego, determina las rutas de restauración más apropiadas de acuerdo al criterio de restaurar tanta carga como sea posible a partir de varias fuentes y mantener el balance de carga en cada ruta de restauración. Esto evitará sobrecargar una sola fuente e incrementar las pérdidas de energía en el alimentador.

Para cada nodo fuente del sistema se calcula el margen de capacidad de reserva. Este margen representa la capacidad, en términos de potencia o corriente, disponible en la fuente y que puede ser utilizada para asumir la carga de otras secciones del sistema que no pertenecen a esta fuente. Esta es la capacidad disponible en el interruptor de enlace normalmente abierto



asociado a la fuente. El margen de capacidad de reserva de una fuente es igual a la diferencia entre la máxima capacidad y la carga total de la fuente en un instante específico, esto es:

$$\text{Margen de Capacidad de Reserva} = \text{Capacidad Máxima} - \text{Carga total} \quad (7.1)$$

La capacidad máxima permisible de un alimentador está definida por la capacidad disponible en el transformador de potencia, las características eléctricas de los conductores, las calibraciones de las protecciones, etc. La carga total es el valor de la carga medida por el IED del interruptor de circuito del alimentador, para un instante dado.

La fuente de restauración con el margen de capacidad más grande será considerada primero para restaurar el suministro de energía a las “secciones sin falla fuera de servicio”. Durante el proceso de restauración, el margen de capacidad de esta fuente se reducirá luego de asumir cierta cantidad de la carga, y puede llegar a ser inferior que el margen de capacidad de otras fuentes de restauración disponibles. Entonces, otra fuente con un margen más grande será considerada para asumir la carga de las secciones restantes. Este procedimiento se repite hasta que la carga total de las “secciones sin falla fuera de servicio” haya sido restaurada o hasta que todas las fuentes de restauración disponibles hayan agotado su capacidad. La selección de las rutas de restauración de energía basada en este método puede restaurar tanta carga como sea posible y simultáneamente balancear la carga entre todas las fuentes de restauración en función de su margen de capacidad de reserva.

El controlador maestro, mediante el algoritmo FLISR, almacena un registro de la carga promedio en cada sección del sistema. Para esto, cada vez que actualiza la carga de una sección, calcula el promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos. De esta manera, la aplicación FLISR propuesta determina la carga pre-falla en cada sección sana del alimentador, y entonces compara esa carga con el margen de capacidad de reserva de las fuentes de respaldo.



Nuevamente, el algoritmo de restauración utiliza la matriz de direccionalidad del sistema junto con el método de búsqueda en profundidad (*Depth - First Search* – DFS) para encontrar una o más fuentes de restauración disponibles. Luego, para seleccionar las rutas de restauración más apropiadas realiza una búsqueda en reversa. El apartado B.12 del anexo B contiene el diagrama de flujo completo del algoritmo de restauración del servicio, diseñado sobre la base de los principios explicados anteriormente.

Para el modelo de sistema de distribución de la figura 7.22, con una falla en la sección S10, el interruptor de aislamiento es Q2, como se explicó anteriormente. La búsqueda de fuentes de restauración empieza desde el interruptor de aislamiento Q2. Primero, el algoritmo de restauración busca en la matriz de direccionalidad todos los nodos aguas abajo de Q2 hasta llegar a uno o más interruptores de enlace normalmente abiertos. Por lo tanto, en la figura 7.23, la búsqueda identificará los interruptores de enlace normalmente abiertos Q4 y Q7, resaltados con un círculo rojo. Más adelante, estos dos equipos nos llevan hasta dos posibles fuentes de restauración, las subestaciones B y C, respectivamente. La figura 7.23 ilustra mediante flechas rojas discontinuas todo el camino recorrido por el algoritmo en la búsqueda de los interruptores de enlace y las fuentes de restauración. Esta búsqueda utiliza un mecanismo similar al usado para construir la matriz de direccionalidad, explicado anteriormente.

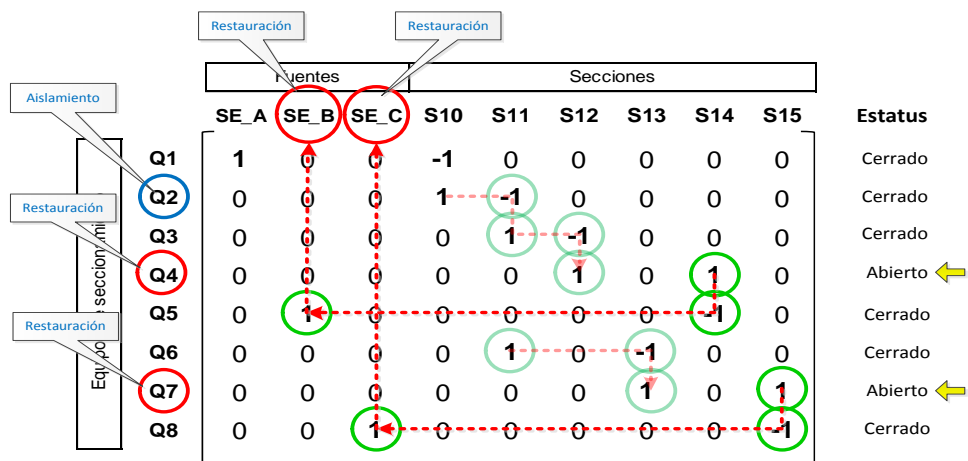


Figura 7.23. Funcionamiento del algoritmo de Restauración: Búsqueda de fuentes de restauración disponibles [Autor]



Enseguida, el algoritmo determinará las mejores opciones de restauración bajo el criterio de restaurar tanta carga como sea posible desde las fuentes disponibles encontradas, conservando el equilibrio del margen de capacidad de cada fuente. En el modelo del sistema de distribución, se pueden presentar cuatro escenarios diferentes:

- Escenario 1: El margen de capacidad de la subestación B es superior al de C.
- Escenario 2: El margen de capacidad de la subestación B es muy superior al de C.
- Escenario 3: El margen de capacidad de la subestación C es superior al de B.
- Escenario 4: El margen de capacidad de la subestación C es muy superior al de B.

7.5.6.1. **Escenario 1: El margen de capacidad de la subestación B es superior al de C.**

Asumamos que la capacidad máxima de las subestaciones B y C es de 5000 kW. En el momento de la falla, el margen de capacidad de reserva para estas dos fuentes será de 2500 kW y 2000 kW, respectivamente (las mediciones de Q5 y Q8 son de 2500 kW y 3000 kW). Por lo tanto, el algoritmo considerará primero a la subestación B para generar la lógica de restauración, ya que posee un margen de capacidad superior en 500 kW al de C. Luego, el algoritmo verifica si este margen es suficiente para asumir la primera carga en la ruta de restauración de la fuente, esto es S12. De acuerdo al promedio de los últimos 15 minutos anteriores a la falla, la carga de la sección S12 es de 1000 kW, por lo que B puede asumirla. En la parte inferior de la figura 7.24 se muestran las cargas promedio calculadas de todas las secciones del modelo de sistema de distribución. El nuevo margen de capacidad de B será de 1500 kW, por lo que el algoritmo determina que la restauración debe proseguir con la subestación C, que tiene 2000 kW de reserva. Luego de verificar el margen de capacidad de C, la sección S13 (1200 kW) en la ruta de C puede ser restaurada. El nuevo margen de capacidad de C es ahora 800 kW, por lo que el algoritmo deriva la



restauración nuevamente a la ruta de la subestación B, que tiene 1500 kW de reserva. Con 1300 kW de carga, la sección S11 puede ser restaurada con B. Con este último proceso, las tres secciones sin falla fuera de servicio (S11, S12 y S13) fueron restauradas mediante las fuentes B y C. La carga de las secciones S12 y S11 (en total 2300 kW) es restaurada por B, mientras que S13 (1200 kW) será asumida por C.

La figura 7.24 muestra la matriz de direccionalidad con los detalles del procedimiento de selección y búsqueda ejecutado por el algoritmo, según lo expuesto en el párrafo anterior. Las flechas azules discontinuas indican la ruta de búsqueda recorrida a partir del interruptor de enlace Q4 y los nodos encontrados que serán restaurados por la fuente B. Las flechas verdes discontinuas describen el proceso de búsqueda desde Q7 y las cargas encontradas que serán restauradas por la subestación C.

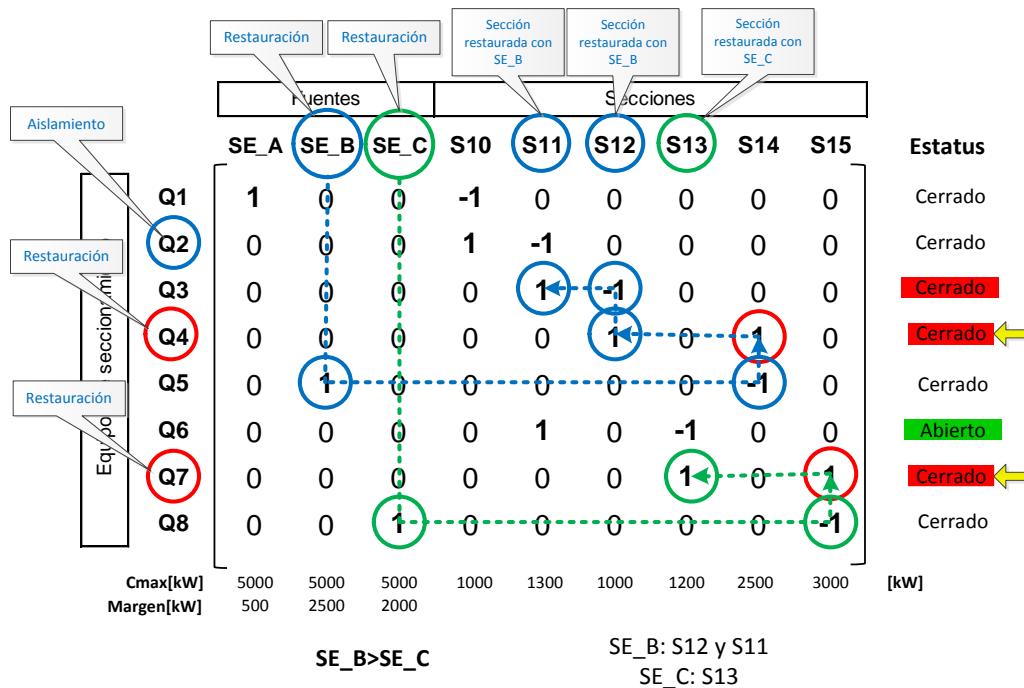


Figura 7.24. Algoritmo de Restauración: Selección de fuentes para el escenario SE\_B > SE\_C [Autor]

El procedimiento anterior también determina las operaciones a ejecutar sobre los interruptores del sistema para implantar la lógica de restauración descrita. La columna de la derecha de la figura 7.24 muestra el estatus al que deben ser conmutados los equipos de seccionamiento. La figura 7.25 muestra la configuración del sistema luego de la restauración. Como se



observa, Q3 y Q4 deben ser cerrados para transferir S12 y S11 a SE\_B, mientras que en la otra ruta Q7 será cerrado para transferir S13 a SE\_C. Q6 será abierto para mantener la estructura radial de los dos alimentadores bajo la nueva configuración.

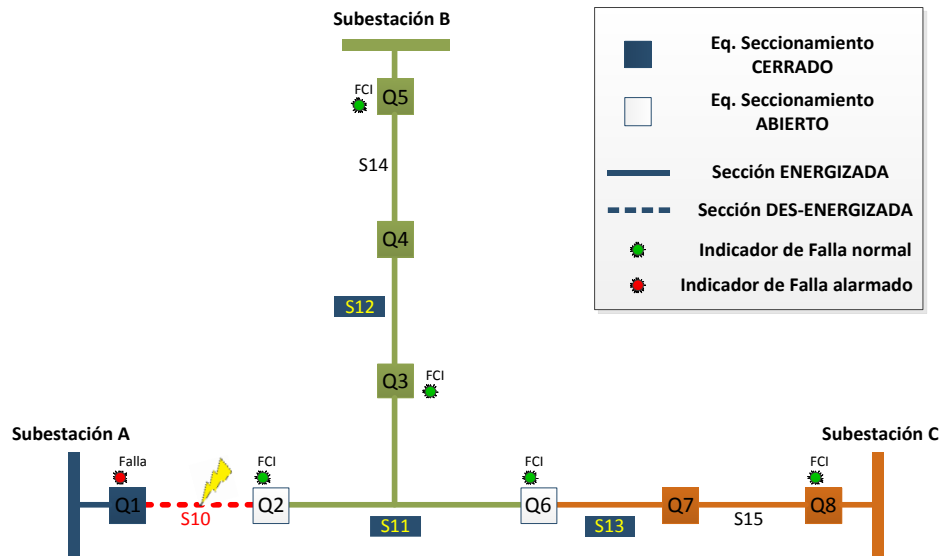


Figura 7.25. Algoritmo de Restauración: Configuración del sistema luego de la restauración cuando  $SE_B > SE_C$  [Autor].

#### 7.5.6.2. Escenario 2: El margen de capacidad de la subestación B es muy superior al de C.

En este caso, la capacidad máxima de las subestaciones B y C es 7000 kW y 5000 kW, respectivamente. Cuando la falla ocurre, el margen de capacidad de reserva para estas dos fuentes es de 4500 kW y 2000 kW, respectivamente. El margen de capacidad de B es superior al de C con 2500 kW. Por lo tanto, el algoritmo considerará a la subestación B para iniciar la restauración. La verificación de capacidad confirma que la primera carga en la ruta de restauración esta fuente, esto es S12, puede ser restaurada. La subestación B asume la carga de 1000 kW de la sección S12, por lo que su nuevo margen de capacidad será de 3500 kW. La restauración seguirá en la ruta de B, ya que su margen de reserva aún es superior al de C (2000 kW). La sección S11 (1300 kW) puede ser restaurada, y el nuevo margen de capacidad de B será 2200 kW. Este valor aún es superior al margen de capacidad de C, por lo que el algoritmo mantiene la restauración en la ruta de la fuente B. La sección S13 es encontrada, y su carga de 1200 kW puede



ser asumida por B. Con esta última búsqueda, las tres secciones sin falla fuera de servicio (S11, S12 y S13) fueron restauradas únicamente con la fuente B. El margen de capacidad de reserva de B fue balanceado respecto al de C.

El procedimiento de selección y búsqueda ejecutado por el algoritmo es ilustrado en la figura 7.26. Las flechas azules discontinuas indican la ruta de búsqueda recorrida a partir del interruptor de enlace Q4 y los nodos encontrados que serán restaurados por la fuente B.

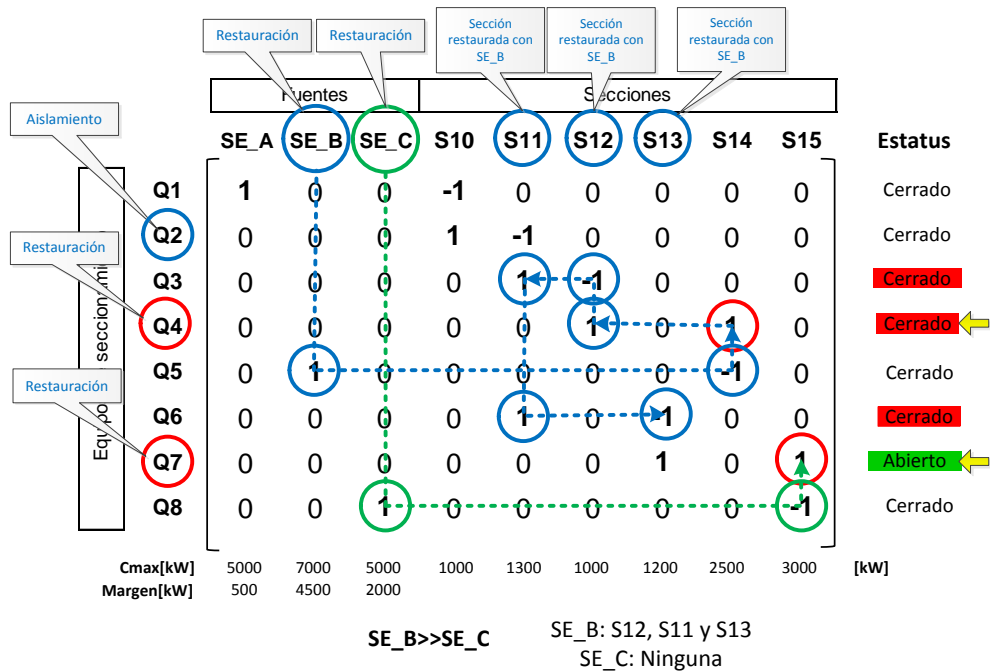


Figura 7.26. Algoritmo de Restauración: Selección de fuentes para el escenario SE\_B >> SE\_C [Autor]

El algoritmo también determina las operaciones a ejecutar sobre los interruptores del sistema para implantar la lógica de restauración descrita. La figura 7.27 muestra la configuración del sistema luego de la restauración. Como se observa, Q3, Q4 y Q6 deben ser cerrados para transferir S12, S11 y S13 a SE\_B.

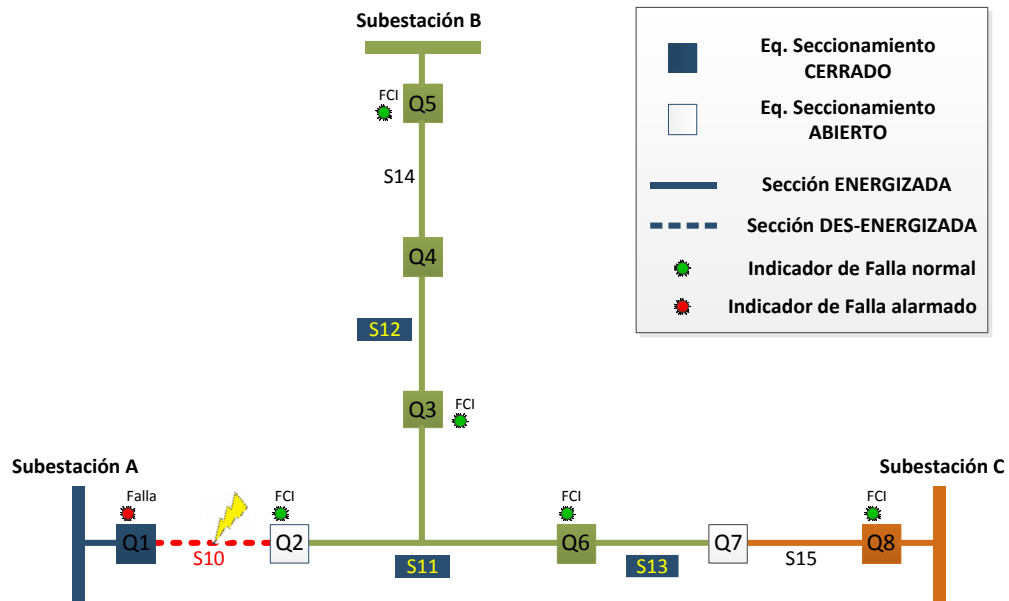


Figura 7.27. Algoritmo de Restauración: Configuración del sistema luego de la restauración cuando  $SE_B \gg SE_C$  [Autor].

### 7.5.6.3. Escenario 3: El margen de capacidad de la subestación C es superior al de B.

Asumamos que la capacidad máxima de las fuentes B y C es de 5000 kW y 6000 kW, respectivamente. En el momento de la falla, el margen de capacidad de reserva para estas subestaciones será de 2500 kW y 3000 kW, respectivamente. El algoritmo considerará primero a la subestación C para generar la lógica de restauración, ya que posee un margen de capacidad superior al de B en 500 kW. La primera carga en la ruta de restauración de C es la sección S13, con 1200 kW. El margen de capacidad de C permite que pueda asumir esta carga, luego de lo cual este margen será 1800 kW. El algoritmo determina que la restauración debe proseguir con la subestación B, que tiene 2000 kW de reserva. La primera sección en la ruta de la fuente B es S12 con 1000 kW, que por lo tanto pueden ser restaurados por B. El nuevo margen de capacidad de B es ahora 1000 kW, por lo que el algoritmo deriva la restauración nuevamente a la ruta de la subestación C, que tiene 1800 kW de reserva. Con 1300 kW de carga, la sección S11 puede ser restaurada con C. Con este último proceso, las tres secciones sin falla fuera de servicio (S11, S12 y S13) fueron restauradas mediante las fuentes B y C. La carga de la sección S12 (1000 kW) es restaurada por B, mientras que S13 y S11 (2500 kW) serán asumidas por C.





La figura 7.28 muestra la matriz de direccionalidad con los detalles del procedimiento de selección y búsqueda ejecutado por el algoritmo, según lo expuesto en el párrafo anterior. Las flechas azules discontinuas indican la ruta de búsqueda recorrida a partir del interruptor de enlace Q4 y los nodos encontrados que serán restaurados por la fuente B. Las flechas verdes discontinuas describen el proceso de búsqueda desde Q7 y las cargas encontradas que serán restauradas por la subestación C.

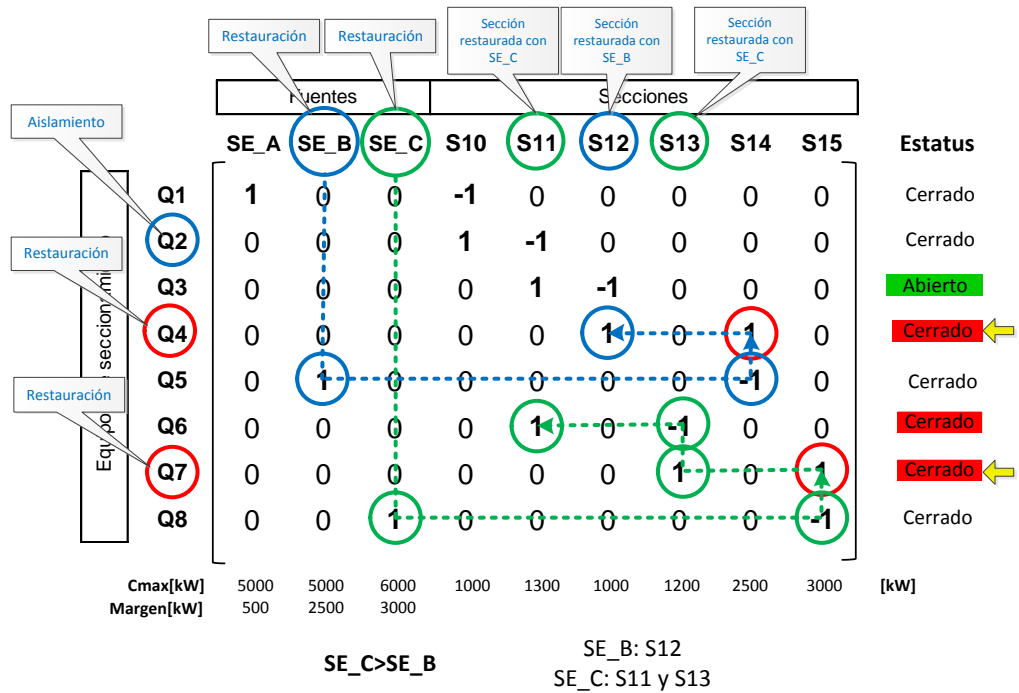


Figura 7.28. Algoritmo de Restauración: Selección de fuentes para el escenario SE\_C > SE\_B [Autor].

El procedimiento anterior también determina las operaciones a ejecutar sobre los interruptores del sistema para implantar la lógica de restauración descrita. La figura 7.29 muestra la configuración del sistema luego de la restauración. Como se observa, Q4 debe ser cerrado para transferir S12 a SE\_B, mientras que en la otra ruta Q7 y Q6 serán cerrados para transferir S13 y S11 a SE\_C. Q3 será abierto para mantener la estructura radial de los dos alimentadores en la nueva configuración del sistema.

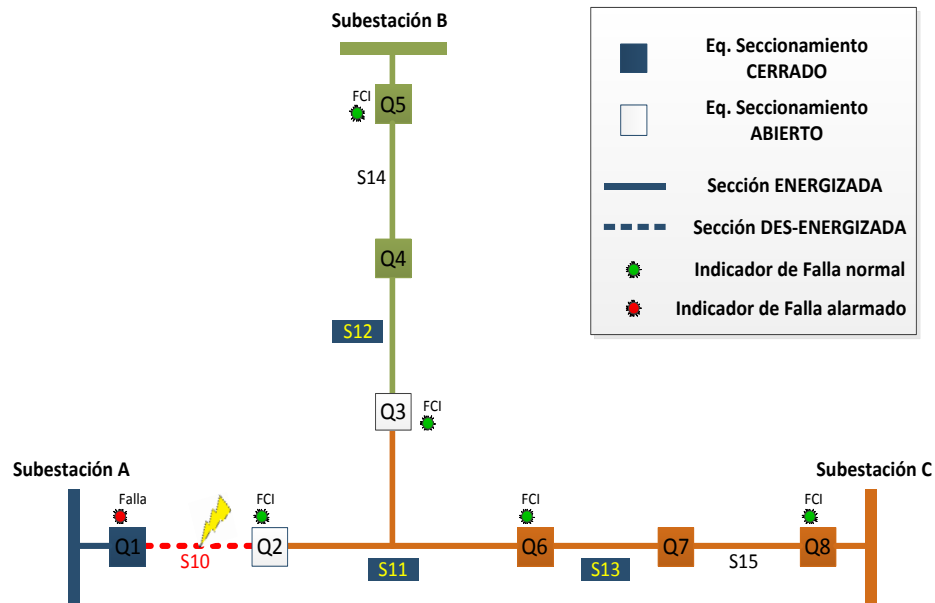


Figura 7.29. Algoritmo de Restauración: Configuración del sistema luego de la restauración cuando  $SE\_C > SE\_B$  [Autor].

#### 7.5.6.4. Escenario 4: El margen de capacidad de la subestación C es muy superior al de B.

Ahora, la capacidad máxima de las subestaciones B y C es 5000 kW y 8200 kW, respectivamente. Cuando la falla ocurre, el margen de capacidad de reserva para estas dos fuentes es de 2500 kW y 5200 kW, respectivamente. El margen de capacidad de C es superior al de B con 2700 kW. Por lo tanto, el algoritmo considerará a la subestación C para iniciar la restauración. La verificación de capacidad confirma que la primera carga en la ruta de restauración esta fuente, esto es S13, puede ser restaurada. La subestación C asume la carga de 1200 kW de sección S13, por lo que su nuevo margen de capacidad será de 4000 kW. La restauración seguirá en la ruta de C, ya que su nuevo margen de reserva aún es superior al de B (2500 kW). La sección S11 (1300 kW) puede ser restaurada, y el nuevo margen de capacidad de C será 2700 kW. Este valor aún es superior al margen de capacidad de B, por lo que el algoritmo mantiene la restauración en la ruta de la fuente C. La sección S12 es encontrada, y su carga de 1000 kW puede ser asumida por C. Con esta última búsqueda, las tres secciones sin falla fuera de servicio (S11, S12 y S13) fueron restauradas totalmente con la subestación C. El margen de capacidad de reserva de C fue balanceado respecto al de B.



El procedimiento de selección y búsqueda ejecutado por el algoritmo es ilustrado en la figura 7.30. Las flechas verdes discontinuas indican la ruta de búsqueda recorrida a partir del interruptor de enlace Q7 y los nodos encontrados que serán restaurados por la fuente C.

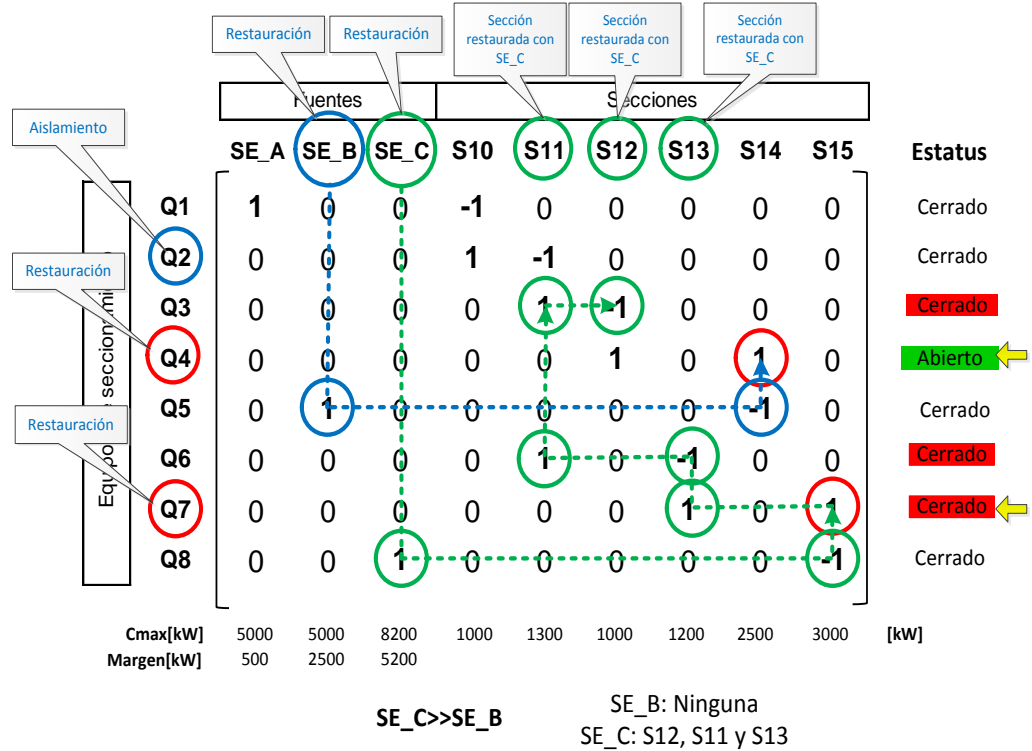


Figura 7.30. Algoritmo de Restauración: Selección de fuentes para el escenario SE\_C >> SE\_B [Autor]

El algoritmo también determina las operaciones a ejecutar sobre los interruptores del sistema para implantar la lógica de restauración descrita. La figura 7.31 muestra la configuración del sistema luego de la restauración. Como se observa, Q7, Q6 y Q3 deben ser cerrados para transferir S12, S11 y S13 a SE\_C.

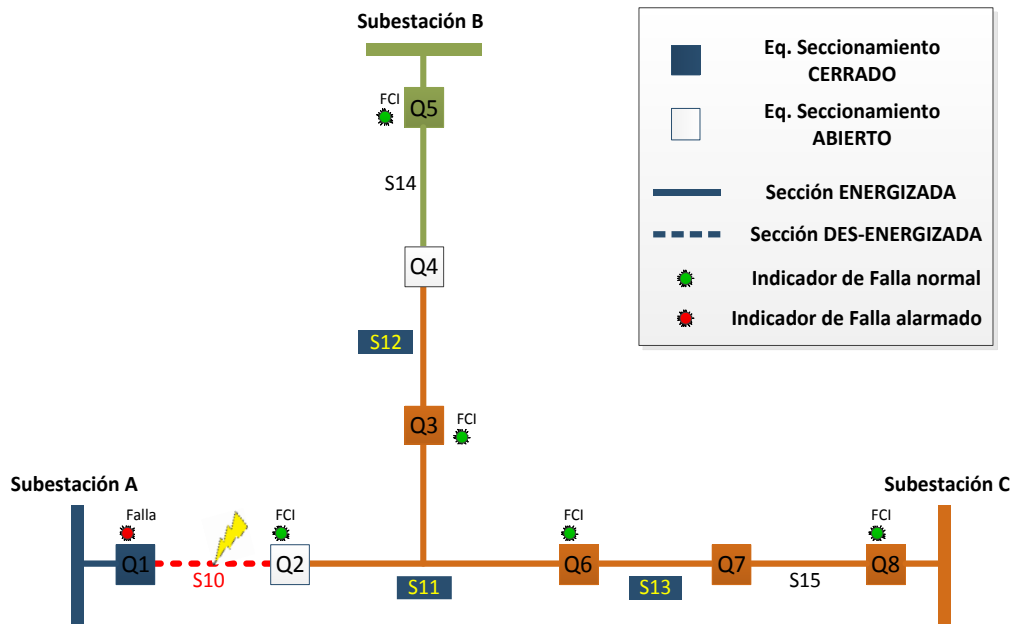


Figura 7.31. Algoritmo de Restauración: Configuración del sistema luego de la restauración cuando  $SE_C \gg SE_B$  [Autor]

### 7.5.7. Algoritmo de Reconfiguración automática (PG106)

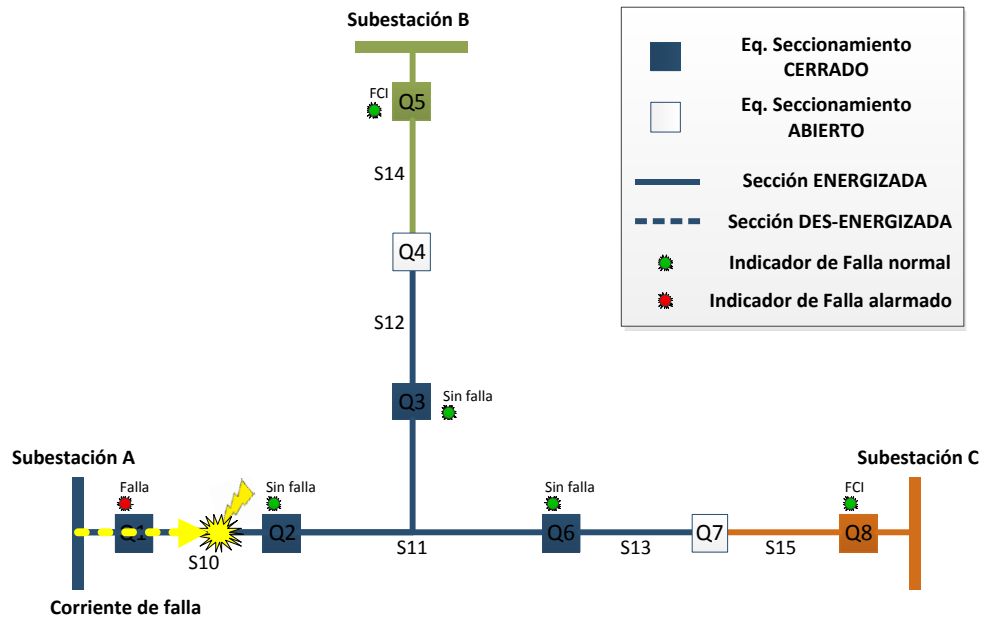
Los algoritmos explicados en los numerales anteriores buscan e identifican la lógica de control para la localización y aislamiento de una falla sobre el sistema de distribución, y luego buscan y determina las opciones óptimas de restauración mediante el criterio de restaurar la mayor carga posible desde varias fuentes disponibles. Como resultado, generan una lógica de control que conmutará el estatus de uno o varios interruptores del sistema para implementar las funciones de localización, aislamiento y restauración. El algoritmo consolida esta lógica de control en un “listado de maniobras”, el cual es una matriz que contiene la identificación del equipo de seccionamiento, y la acción o comando de control (apertura o cierre) a ser ejecutada.

Por seguridad y confiabilidad, cada uno de los algoritmos hasta aquí descritos no ejecuta la lógica de control que generan. Esta tarea se reserva hasta el final del proceso de automatización FLISR, cuando los algoritmos de localización, aislamiento y restauración se han ejecutado exitosamente y el “listado de maniobras” está determinado completamente. Solo entonces, cada una de las consignas del listado de maniobras se ejecuta automática y

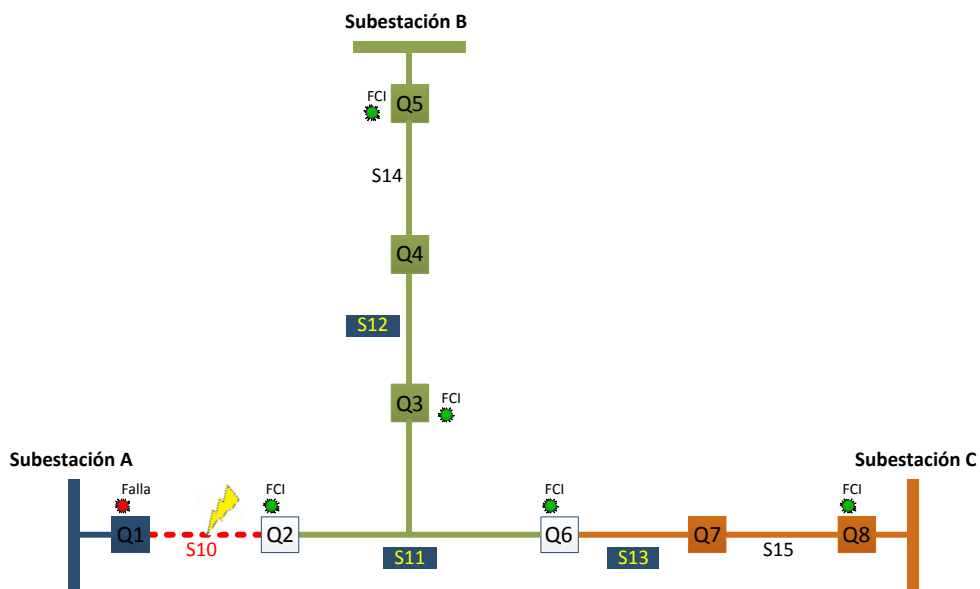


secuencialmente, reconfigurando el sistema de distribución de acuerdo a la lógica definida por la inteligencia FLISR. En primer lugar, se llevan a cabo las operaciones de aislamiento de la falla, lo cual abrirá uno o más interruptores de acuerdo a lo determinado por el algoritmo, para confinar la sección averiada. Luego, se ejecutan los comandos para la restauración de las secciones sin falla fuera de servicio. Si el proceso involucra el suministro de energía desde dos o más fuentes, entonces primero se seccionará la carga del área fuera de servicio de acuerdo a la asignación de carga para cada fuente, determinada por el algoritmo. Esto implica la apertura de uno o más interruptores, según el listado de maniobras. Además, esto conservará la estructura radial de los circuitos del sistema. Finalmente, se efectúan las maniobras para energización de las secciones sin falla fuera de servicio, mediante la toma de carga por parte de cada una de las fuentes de restauración elegidas por la inteligencia. Esto se realiza a través del cierre de uno o más interruptores, como lo especificado por el listado de maniobras. Para cada fuente, los equipos de seccionamiento se cerrarán secuencialmente desde el más cercano hasta el más lejano a la fuente de restauración. De esta manera, la restauración del servicio será progresiva.

La figura 7.32 presenta una comparación entre la configuración normal del modelo de sistema de alimentadores justo antes de la falla (a) y luego de la reconfiguración automática (b) operada por la inteligencia FLISR para el escenario 1 explicado en el numeral anterior.



(a)



(b)

Figura 7.32. Modelo de Sistema de Distribución antes y después de una falla: a) Configuración del sistema previo a la falla, b) Sistema reconfigurado por FLISR [Autor].

El diagrama de flujo simplificado del algoritmo de reconfiguración automática se muestra en la figura 7.33. Es importante señalar que, este algoritmo verifica el estado de las comunicaciones con cada uno de los equipos de seccionamiento a ser conmutado, previo al envío del comando. Si uno de los equipos está incomunicado con el controlador maestro, la ejecución de la lógica FLISR de reconfiguración es cancelada. Además, luego que una



orden de control es enviada, se supervisa el estatus del equipo controlado para verificar la ejecución exitosa del mando. Si luego de un tiempo predefinido el estatus no conmuta, se realiza un segundo intento. Luego, si la ejecución fue exitosa, el algoritmo avanzará con la siguiente maniobra. De otro modo, la lógica FLISR se cancelará y notificará al centro de control que la reconfiguración del sistema por FLISR fue cancelada.

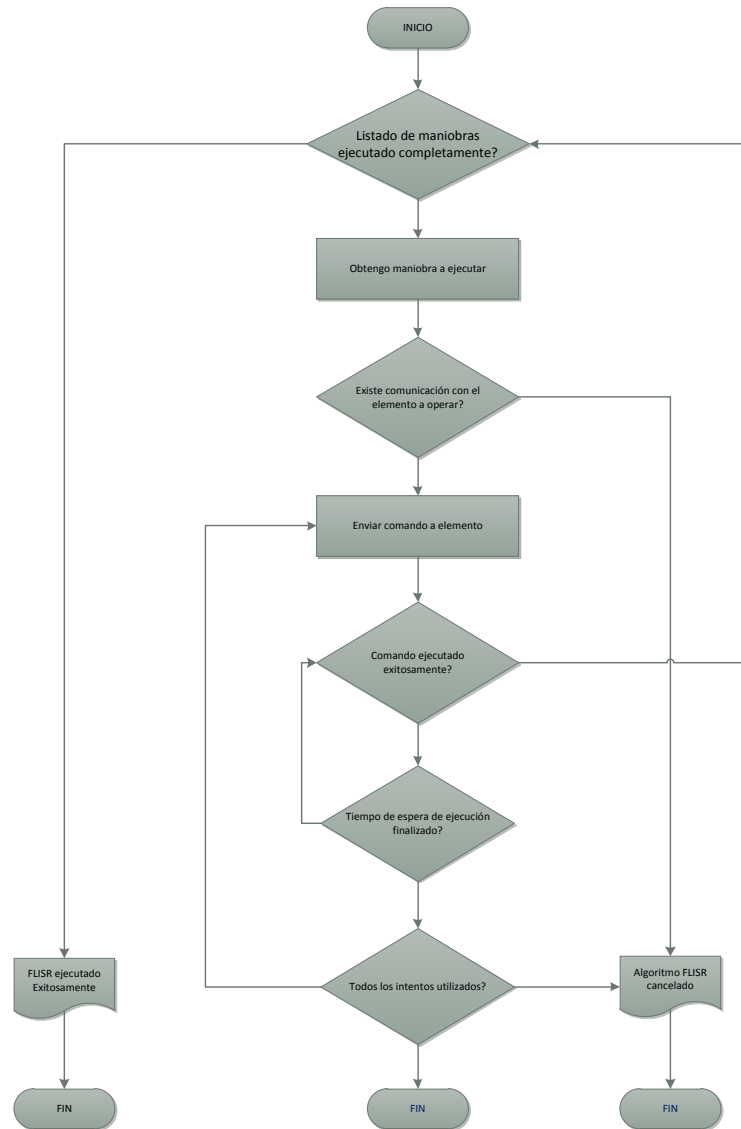


Figura 7.33. Algoritmo de reconfiguración del sistema por FLISR (ejecución de listado de maniobras) [Autor]



## 7.6. REFERENCIAS

- [1] Uluski, R.; "Distribution Automation – Smart Feeders in a Smart Grid World" Quanta Technologies, LLC; 2010.
- [2] Gers, J.M.; "*Distribution System Analysis and Automation*"; The Institution of Engineering and Technology; IET power and energy series 68; United Kingdom, 2013.
- [3] Quanta Technology, LLC; "*Planificación y Automatización de la Distribución*"; Reporte Final, documento 12D030-RPT-4; Febrero, 2014.
- [4] Yang, F., Stoupis, J., Donde, V.; "*Feeder automation for an electric power distribution system*"; ABB Research Ltd.; United States; 2012.





## Capítulo 8

---

# 8 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES CON LA APLICACIÓN AVANZADA FLISR PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

---

### 8.1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior se desarrolló el diseño de la arquitectura e inteligencia FLISR para un sistema de automatización de alimentador para la CENTROSUR. La arquitectura basada en subestación fue seleccionada para la elaboración del diseño, lo que significa que la inteligencia residirá y ejecutará en el controlador maestro de una subestación. Además, esta inteligencia de alimentador fue fundamentada en la premisa de “universalidad”. De esta manera, los algoritmos FLISR diseñados son aplicables a una arquitectura de automatización centralizada o distribuida en subestación, y además son auto-adaptables a cualquier topología de sistema eléctrico de distribución.

En el presente capítulo se utilizarán estos diseños para la implementación de un sistema piloto para la automatización de un área específica de la red de distribución de CENTROSUR. La aplicación avanzada FLISR es la función principal de la automatización propuesta en este trabajo de tesis. El capítulo inicia con la selección del tipo de controlador maestro a utilizar en la arquitectura del sistema. Luego, el sistema eléctrico de distribución de esta empresa es analizado para orientar la elección de los circuitos primarios que serán automatizados. Entonces, la ingeniería de detalle de la



implementación es abordada, tanto para la arquitectura como para la inteligencia FLISR.

Las pruebas y verificaciones del sistema implementado son desarrolladas en el siguiente capítulo a través de un entorno de simulación y un entorno de laboratorio.

## **8.2. SELECCIÓN DEL CONTROLADOR MAESTRO PARA LA ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR BASADA EN SUBESTACIÓN**

Como se estableció en el apartado de diseño (capítulo 7), el sistema de automatización de alimentador (*Feeder Automation* - FA) tendrá una arquitectura con una jerarquía de control a nivel de subestación. Esto significa que la inteligencia de automatización FLISR estará distribuida en las subestaciones. Específicamente, al menos una subestación deberá estar equipada con un controlador maestro que, como se explicó en 7.3.1 del capítulo 7, albergará y ejecutará la inteligencia FLISR. En este numeral se presentarán los requerimientos funcionales del controlador maestro en función de los cuales se propondrá los dispositivos o sistemas más apropiados para desempeñar este rol dentro de una subestación.

En el ámbito de control y automatización de subestaciones, existen dos alternativas para la implantación del controlador maestro de FA. Por un lado, un sistema de adquisición de datos y control basado en una RTU (*Remote Terminal Unit*) está diseñado con funciones muy específicas de nivel 2 de subestación. Estas funciones son concentrador de señales y gateway de protocolos. En ciertas aplicaciones, también puede incorporar lógicas básicas de control, tales como enclavamientos, conversión de señales binarias o escalamiento de medidas analógicas. Generalmente, las lógicas de control más complejas se delegan a otros niveles de control, por lo que la implantación de inteligencia de alimentador en una RTU de subestación no es una práctica convencional. La elaboración de lógicas en RTU se realiza mediante tecnología PLC (*Programmable Logic Controller*), o recientemente Soft PLC, que es un software especializado para la construcción de programas PLC en una computadora y descarga de éstos en una RTU. Sin



embargo, la lógica creada con este tipo de herramientas requiere de un considerable esfuerzo por parte del desarrollador, y los resultados no siempre alcanzan el grado de complejidad y funcionalidad de aquellos contruidos con un lenguaje de alto nivel.

Por otro lado, un sistema de automatización SAS (*Substation Automation System*) incorpora todas las funciones mencionadas para un sistema RTU, pero además otras avanzadas tales como una interfaz humano-máquina totalmente gráfica y herramientas avanzadas de software para la automatización de procesos. Para ello, utiliza un servidor industrial de alto desempeño conocido como “computador de estación”. Este servidor industrial permite el uso de entornos de programación y lenguajes estructurados de alto nivel (tales como C++, Visual Studio, Java, etc.) para la implementación de procesos de automatización muy complejos. Además, la lógica de control y la aplicación resultantes son presentadas al usuario final a través de una interfaz humano-máquina totalmente amigable.

En ambos casos, RTU y SAS, los recursos de hardware y software están dimensionados para ajustarse a las necesidades funcionales de cada sistema. En la tabla 8.1 se resumen las principales características en términos de hardware y software para los sistemas de subestación basados en RTU y en Computador de Estación (SAS).



	Característica	RTU	Computador SAS
HARDWARE	Procesador	100 - 133 MHz 32 bits 1 núcleo	2 GHz o superior 64 bits 2 o más núcleos
	RAM	32 - 128 MB	2 - 4 GB
	Almacenamiento	128 MB - 4 GB	16 - 32 GB
SOFTWARE	Sistema Operativo	- Generalmente basados en Unix - No maneja interfaz gráfica - Acceso por interfaz de línea de comandos - Requiere herramientas externas de configuración	- Interfaz gráfica de usuario: - Windows Professional - Windows Server
	HMI	- Opcional - Elemental	- Por defecto - Avanzado
	Automatismos	Programación PLC	Lenguaje estructurado de alto nivel
	Registro de datos	- SOE de 1000 entradas digitales - No registra medidas analógicas	- Histórico de 3 000 000 digitales - Histórico de 90 000 000 analógicas
	Base de datos de tiempo real	50 000 puntos, propietaria	20 000 puntos, propietaria
	Protocolos	DNP3, IEC60870-5-101/104, Modbus, IEC61850, SPABus, etc.	DNP3, IEC60870-5-101/104, Modbus, IEC61850, SPABus, etc.

Tabla 8.1. Comparación RTU vs Computador de Estación, en términos de hardware y software [Autor]

Como se observa en la tabla 8.1, las capacidades tanto en hardware como en software de un sistema SAS basado en un computador de estación destacan considerablemente sobre las de un sistema RTU. La potencia del hardware SAS permite la adopción de un sistema operativo con una interfaz de usuario totalmente gráfica. Esta característica facilita la incorporación de herramientas de control y automatización muy completas tales como HMI de proceso, bases de datos de tiempo real y aplicación extendidas, base de datos histórica, manejo de alarmas y eventos y automatización avanzada mediante un lenguaje estructurado de alto nivel (C++, Visual Studio, SCIL, etc.).

Desde otra perspectiva, la inteligencia de alimentador diseñada en el capítulo previo, se fundamenta en el conocimiento de la topología y configuración del sistema eléctrico de distribución. Esta información es dinámica y está representada por las matrices de incidencia y direccionalidad del sistema, el vector de estatus de interruptores y el vector



de carga del sistema. Toda esta información es obtenida, actualizada y procesada en tiempo real. Esta metodología requiere el uso y operación de estructuras de datos de tipo vectores y matrices para llevar a cabo los procesos y operaciones del algoritmo FLISR. Así, el controlador maestro deberá ser capaz de crear, manipular y almacenar información en vectores y matrices de datos. Este es un requerimiento operativo importante que el software del controlador maestro debe manejar para facilitar la implantación de la inteligencia propuesta en el capítulo 7.

Los principales requerimientos que debe tener el controlador maestro para soportar el diseño de la aplicación FLISR se resumen en la tabla 8.2. Además, en esta tabla se indica el grado de cumplimiento de estos requerimientos, tanto para una solución basada en RTU como para SAS (Computador de Estación).

Requerimiento de Controlador Maestro para FLISR	Cumplimiento	
	RTU	Computador Estación SAS
Uso de vectores y matrices para manejo de información del sistema de distribución	No.	Sí.
Ingreso de información de la topología del sistema de distribución	No. No maneja la topología del sistema.	Durante fase de desarrollo y ejecución. Cambios en la topología del sistema de alimentadores solo requiere actualizar el esquema unifilar del sistema a través de herramientas gráficas.
Adaptabilidad de la inteligencia FLISR	No. La lógica FLISR es estática y predefinida para un sistema de distribución en particular ya que no maneja la información topológica del sistema. Cualquier cambio en la topología requiere ajustar la lógica de control.	Sí. La lógica FLISR es dinámica y se adapta automáticamente a la topología actual del sistema de distribución, sin necesidad de cambios en la ingeniería de los algoritmos.
Inteligencia basada en información histórica	No. RTU no almacena medidas analógicas.	Sí. Registro histórico de perfiles de carga que permitiría a los algoritmos tomar decisiones en función de restricciones operativas del sistema.
Modo simulación de la lógica FLISR	No.	Sí. Permite la implementación de un modo simulación a través del HMI para verificación del desempeño de los algoritmos FLISR.
Ingeniería y configuración	Requiere de ingeniería y configuraciones particulares para cada subestación.	La ingeniería para cada subestación es la misma. Sólo se debe particularizar la topología del sistema de distribución

Tabla 8.2. Requerimientos de software para implantación FLISR y su desempeño en sistemas RTU y SAS [Autor].



La metodología usada para el diseño de la inteligencia FLISR hace que el primer requerimiento de la tabla 8.2 sea mandatorio. Esta característica permitirá manejar la topología del sistema de distribución a través de las matrices del sistema y los vectores de estatus y carga. Por lo tanto, se observa en la tabla anterior que un sistema RTU aceptará exclusivamente lógica de control FLISR estática y predefinida para cada sistema particular de alimentadores. Esto se debe a que la RTU no maneja la información topológica del sistema ni los registros de las medidas de carga. Cualquier cambio en esta topología obligaría a una reingeniería de la configuración del software de los sistemas RTU. Además, la automatización FLISR en los diversos sectores de la red de distribución implicará un diseño particular para cada sistema RTU involucrado. En una implementación a gran escala de automatización FLISR, esta solución puede resultar impráctica.

Por otro lado, el software del servidor de estación SAS puede manipular datos estructurados en vectores y matrices, como se describió en la tabla 8.2. Entonces, la topología y el estatus del sistema de distribución se pueden virtualizar mediante la matriz de direccionalidad y los vectores de estatus y carga. Por lo tanto, la lógica de automatización implementada mediante un controlador maestro basado en un SAS puede ser dinámica y adaptable a cualquier configuración de red de distribución, según las premisas de diseño del capítulo 7. Además, la información topológica puede obtenerse directamente a partir de los esquemas unifilares diseñados mediante las herramientas gráficas de la interfaz humano-máquina del SAS. Como ya se ha mencionado, la inteligencia basada en la topología del sistema de alimentadores permite que los algoritmos FLISR sean “universales”. Así, la implementación de FLISR en cualquier área de la red eléctrica de distribución utilizará siempre los mismos algoritmos en todos los controladores maestros basados en SAS, ya que esta inteligencia está diseñada para “auto-adaptarse” a cualquier topología.

El análisis anterior respalda la adopción de un computador de estación SAS como controlador maestro de FA. En términos de implantación, el uso de SAS permitirá reducir las horas de ingeniería ya que la aplicación FLISR será esencialmente la misma en todos los controladores maestros. En



términos de funcionalidad, el SAS facilita la construcción de una automatización FLISR integral, constituida por todos los algoritmos de localización, aislamiento, restauración y reconfiguración automática desarrollados previamente. Con un sistema basado en RTU, la implantación se restringiría exclusivamente al proceso de reconfiguración automática mediante la ejecución de un listado de maniobras predefinido para cada escenario de falla. Los procesos de localización, aislamiento y restauración no son viables en un sistema RTU.

Por lo tanto, un servidor de estación SAS se utilizará como controlador maestro en la arquitectura DA basada en subestación que se implementará en esta tesis, lo que implica que la inteligencia FLISR residirá y ejecutará en este dispositivo.

### **8.3. SELECCIÓN DEL ÁREA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR PARA LA IMPLANTACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN FLISR**

La aplicación de esquemas de automatización de alimentador, particularmente la función avanzada FLISR, pretende mejorar la confiabilidad del sistema de distribución. Así, se debe buscar y seleccionar aquellas áreas de la red eléctrica en donde el impacto de la automatización sea el mayor posible. El estudio realizado por la empresa distribuidora, con el acompañamiento de un consultor externo, estableció una metodología para evaluar y seleccionar los escenarios óptimos para la aplicación de FLISR, como se explicó en el capítulo 6.

Por otro lado, la implantación de un sistema de automatización de alimentador involucra un importante despliegue, en términos de inversión económica y tiempos de ejecución, de infraestructura orientada a la automatización, como se vio en el apartado 7.2 del capítulo 7. De acuerdo a la arquitectura de subestación elegida para el sistema, los componentes de infraestructura necesarios en el área de aplicación son:



- Reconectores con capacidad de telecontrol (*Automation Ready Device* - ARD<sup>94</sup>) en los alimentadores del área piloto.
- Sistema de Automatización de Subestación (*Substation Automation System* - SAS) en las subestaciones asociadas a los alimentadores del área piloto.
- Sistema de comunicaciones FAN (*Field Area Network*) con cobertura en las ubicaciones de los reconectores del área piloto.

Por lo tanto, para hacer viable la implantación del sistema piloto de automatización de alimentador, propuesto en este trabajo de tesis, el área de aplicación será elegida considerando principalmente la disponibilidad de infraestructura en la red de distribución de CENTROSUR. Así, este sistema piloto permitirá a la empresa distribuidora evaluar el esquema de automatización FLISR propuesto; y en lo posterior, aplicarlo en áreas de la red eléctrica donde los beneficios para la confiabilidad sean los más altos.

Como se expuso en el numeral 6.3.3 del capítulo 6, la empresa distribuidora ha desplegado cerca de sesenta reconectores con características apropiadas para control remoto, sobre aproximadamente treinta circuitos primarios de media tensión pertenecientes a diez subestaciones. De éstos, un total de 53 equipos han sido incorporados al sistema de monitoreo y control remoto, explicado en el numeral 6.3.5 del capítulo 6, que tiene una jerarquía de control centralizada en el Centro de Control de la distribuidora. Por otro lado, la red de comunicaciones propia de la distribuidora ha sido extendida para conformar la FAN (*Field Area Network*) que habilita el transporte de datos hacia cada reconector. A nivel de subestación, cuatro han sido equipadas con sistemas de automatización SAS basados en IEC61850.

Como se observa, esta empresa distribuidora ha incorporado a sus herramientas de operación los tres componentes principales que facilitarán la implantación de un sistema de automatización de alimentador, con una reducida o nula inversión económica. Para la selección de los alimentadores candidatos, basada en el criterio de infraestructura, partiremos de aquellas

---

<sup>94</sup> Ver sección 3.7.2, capítulo 3.





subestaciones que operan con SAS. Esto circunscribe el área de aplicación a dieciséis circuitos primarios. El mayor impacto de la inteligencia FLISR se produce en aquellos alimentadores con un reconector y medio, o más [1].

Luego de evaluar los escenarios potenciales para la implantación del sistema piloto FLISR, basados en el criterio de infraestructura, se seleccionó un sistema conformado por dos alimentadores pertenecientes a la subestación 14 del sistema eléctrico de potencia administrado por CENTROSUR. Los dos circuitos pueden ser enlazados a través de un dispositivo de seccionamiento normalmente abierto. La subestación 14, denominada también "Lentag", está ubicada al sur del cantón Girón - provincia del Azuay, a 48 km de la ciudad de Cuenca. Cuenta con una capacidad de 10/12,5 MVA con niveles de tensión de 69/22 kV. Forma parte del anillo sur de subtransmisión, interconectada mediante dos líneas de 69 kV, y cubre la demanda de suministro de energía en esta región a través de cuatro alimentadores primarios de 22 kV. Los dos circuitos de media tensión seleccionados para el sistema piloto de automatización son los alimentadores 1421 y 1424.

Los circuitos 1421 y 1424 son principalmente rurales, con una demanda máxima anual, para el año 2014, de 2896 kW y 2955 kW, respectivamente. El consumo energético registrado para ese mismo año fue de 11 823 345 kWh/año (1,39 % del total) y 14 893 314 kWh/año (1,75 % del total) para el 1421 y 1424, respectivamente. La tabla 8.3 resume otras características de estos dos alimentadores primarios.

<b>Característica</b>	<b>Alimentador 1421</b>	<b>Alimentador 1424</b>
Número Clientes	5804	5053
Capacidad total instalada [kVA]	10 568	13 710
Longitud tramos media tensión [km]	230,41	508,47

Tabla 8.3. Características alimentadores 1421 y 1424 [3]

Este sistema de alimentadores posee los tres componentes fundamentales para implantar un proyecto de automatización FLISR con las características



propuestas en esta tesis. La subestación 14 “Lentag” está equipada con uno de los sistemas de protección, control y automatización más modernos que existen en la empresa distribuidora. Esta plataforma SAS (*Substation Automation System*) está diseñada bajo la norma IEC61850, con un computador de estación como servidor principal de automatización. Éste es un servidor industrial preparado para ambientes de subestación con un sistema operativo gráfico que facilita la ejecución de las aplicaciones avanzadas de control y automatización, que incluyen un lenguaje de programación de alto nivel (*Supervisory Control Implementation Language - SCIL*). De acuerdo a lo indicado en el numeral anterior, este computador de estación SAS desempeñará el rol de “controlador maestro” del sistema de automatización FLISR de los alimentadores 1421 y 1424.

A nivel de red de media tensión, los alimentadores 1421 y 1424 están equipados con un reconectador y medio (1,5) cada uno. La ubicación de estos equipos se determinó dentro de un plan de estudios<sup>95</sup> ejecutado por la empresa distribuidora para mejorar la confiabilidad del sistema. La metodología utiliza los índices históricos de calidad del servicio técnico de los alimentadores y busca, mediante iteraciones, la ubicación que genere el mayor impacto positivo en la confiabilidad de los circuitos. La ubicación de los reconectadores se ilustra en la figura 8.1, la cual contiene el diagrama geográfico de los alimentadores 1421 y 1424.

---

<sup>95</sup> Este estudio forma parte de un plan de ubicación de reconectadores que contempla varios alimentadores del sistema de distribución, enfocado en mejorar la confiabilidad del sistema.

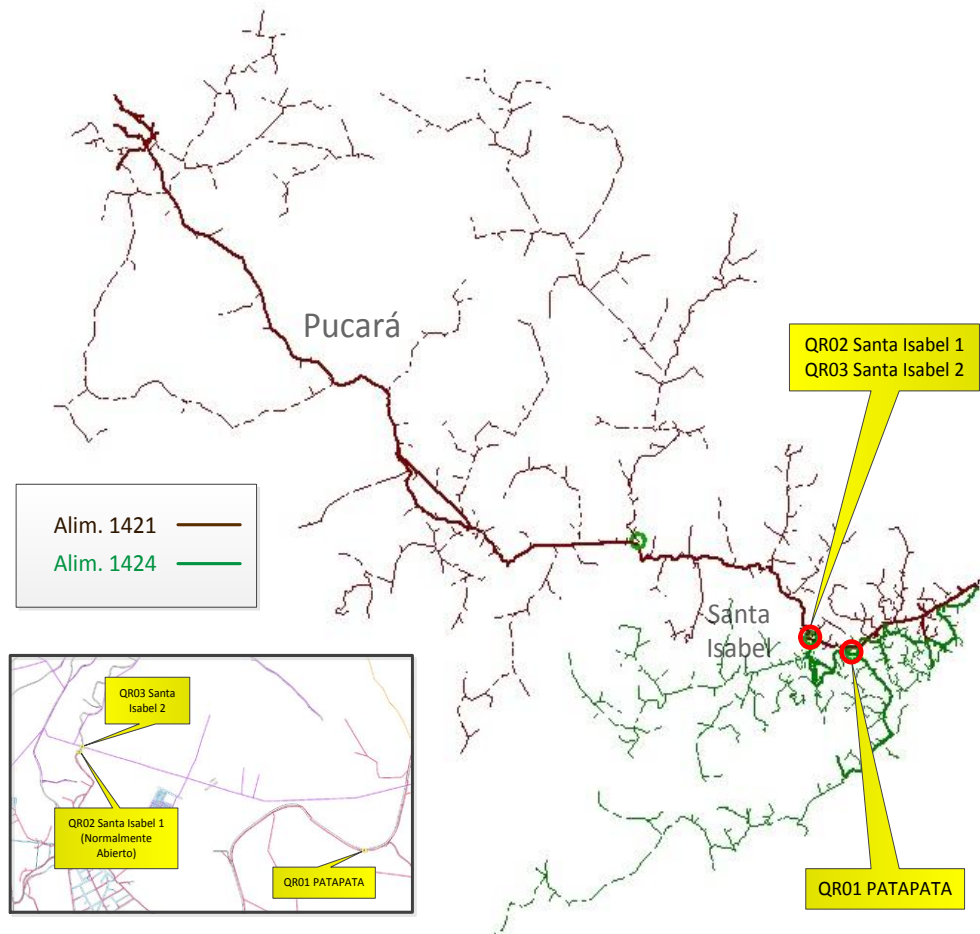


Figura 8.1. Ubicación de los reconectores en los alimentadores 1421 y 1424 [3]

Los tres reconectores que forman parte del sistema de alimentadores 1421 – 1424 son dispositivos Tipo B, según se expuso en el numeral 6.3.3 del capítulo 6. Por lo tanto, son equipos tripolares con un controlador para la implementación de inteligencia local (protección y control, incluido auto-recierre, y comunicaciones). En términos de automatización y telecontrol, estos equipos emplean el protocolo DNP3 encapsulado sobre TCP/IP para la integración al Centro de Control. Los tres equipos forman parte del sistema de monitoreo y control remoto descrito en el numeral 6.3.5 del capítulo 6. Esto implica que las ubicaciones de los tres dispositivos se encuentran dentro del área de cobertura del segmento de red de comunicación FAN (*Field Area Network*) disponible en ese sector, y que los enlaces están actualmente en servicio. De acuerdo a la arquitectura escogida para FLISR, estos equipos serán descentralizados del Centro de Control e integrados al SAS de la subestación 14.



En resumen, el sistema de alimentadores sobre el cual se implantará el sistema avanzado de automatización FLISR está conformado por los siguientes elementos:

- Dos circuitos de media tensión de 22 kV: Alimentadores 1421 y 1424
- Cinco equipos inteligentes de seccionamiento:
  - Dos interruptores de circuito (en la subestación 14): 252-1 y 252-4
  - Tres reconectores (en la red de distribución): QR01, QR02 y QR03
- Cuatro secciones de alimentador: 1001, 1002, 5051 y 5352.

A cada elemento del sistema se le ha designado una nomenclatura para referencia e identificación dentro de la aplicación FLISR a implementar. La figura 8.2 ilustra el diagrama unifilar con la configuración del sistema de distribución elegido, bajo condiciones normales de operación. El alimentador 1421 suministra el servicio de energía a las cargas de las secciones 1001 y 5051, mientras que el alimentador 1424 está conectado con la carga de las secciones 1002 y 5352. Entre las cargas más representativas asociadas a la sección 5051 se encuentra el cantón Santa Isabel, y Pucará para la sección 5352. El reconector normalmente abierto QR02 actúa como dispositivo de enlace entre los dos alimentadores, y mantiene la configuración radial de los circuitos. Los interruptores 252-1, 252-4, QR01 y QR03 son dispositivos normalmente cerrados, y además operan, mediante su inteligencia local, como elementos de protección con funciones de sobrecorriente y reconexión automática (para QR01 y QR03). Particularmente, la función de recierre será utilizada como elemento iniciador de los algoritmos FLISR del controlador maestro de la subestación 14.

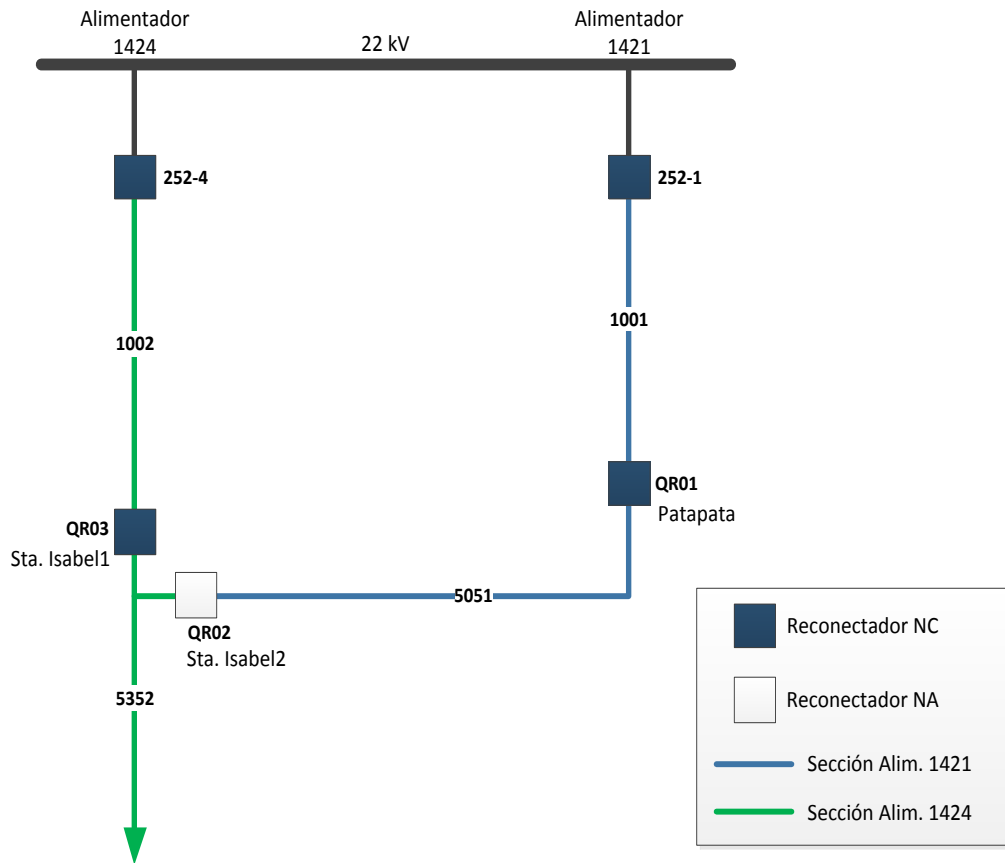


Figura 8.2. Diagrama unifilar del sistema de alimentadores (1421 - 1424) para implantación de FLISR, correspondiente a condiciones normales de operación [3].

#### 8.4. ARQUITECTURA DEL SISTEMA PILOTO PARA AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421 - 1424

El sistema de automatización de alimentador para la red de distribución de la subestación 14, mostrado en la figura 8.2, será distribuido en subestación y basado en SAS, como se expuso en el numeral 8.2 de este capítulo. Por lo tanto, la inteligencia FLISR residirá en el controlador maestro implementado en el computador de estación del SAS de la subestación 14. La arquitectura implementada se presenta en la figura 8.3.

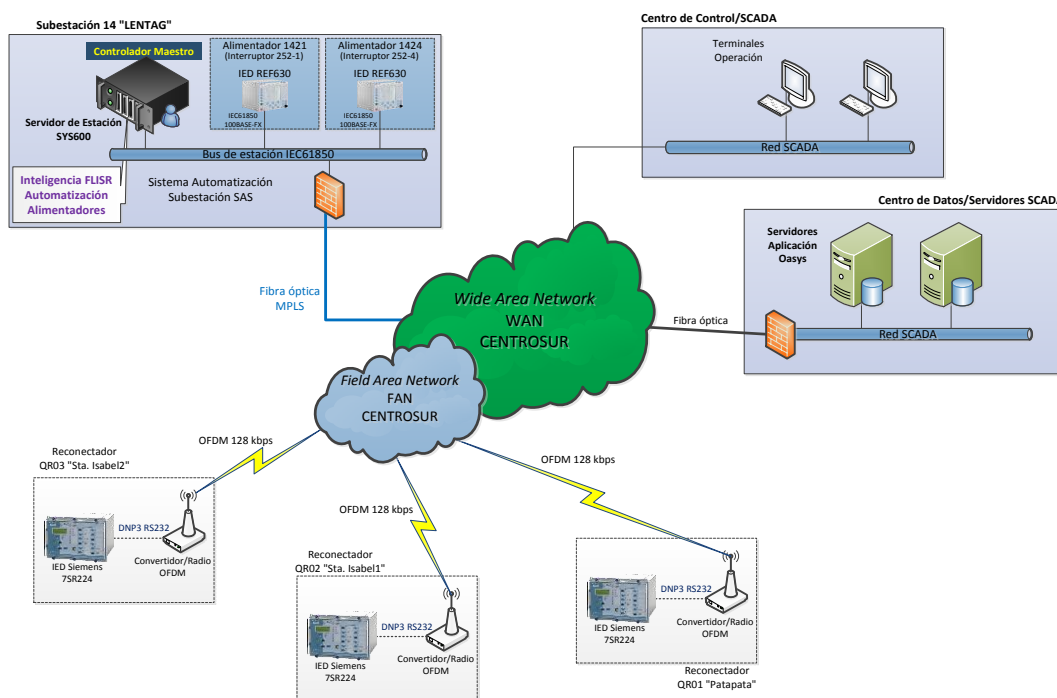


Figura 8.3. Arquitectura del sistema de automatización de alimentador para la red de distribución 1421 – 1424, de la figura 8.2 [Autor].

El controlador maestro (SAS) de la subestación 14, los equipos de seccionamiento 252-1, 252-4, QR01, QR02 y QR03, y la red de comunicaciones FAN (*Field Area Network*) conforman la columna vertebral de la arquitectura de control. El IED de cada reanclador QR01, QR02 y QR03 maneja las funciones de control, protección y comunicación de la unidad. Por medio de estos IED, cada reanclador intercambia la información con el controlador maestro de la subestación 14. La información incluye el estatus del equipo (abierto, cerrado, bloqueado), mediciones de las variables eléctricas (potencias, corrientes y tensiones) y alarmas de protecciones (sobrecorrientes). El listado completo de señales se encuentra en el apartado A.2 del anexo A. El intercambio de esta información se lleva a cabo a través de la red de comunicaciones FAN. El despliegue de esta red se ha realizado mediante la tecnología de última milla que posee la empresa distribuidora, y que utiliza principalmente enlaces radioeléctricos con modulación OFDM<sup>96</sup> en la banda libre de 5,8 MHz. Cada uno de los tres reancladores tiene su propio enlace inalámbrico de 128 kbps hacia la FAN, la cual está interconectada con la red WAN (*Wide Area Network*). La

<sup>96</sup> *Orthogonal Frequency-Division Multiplexing.*



WAN es la red de transporte hacia la subestación, y utiliza como medio de comunicación fibra óptica OPGW con tecnología MPLS. En la subestación 14, el computador de estación que actúa como controlador maestro de automatización recibe la información y la procesa a través de los algoritmos FLISR, como se explicará más adelante. Además, el computador maestro interactúa con los IED de los interruptores de circuito 252-1 y 252-4 de los alimentadores 1421 y 1424, respectivamente. Estos IED están integrados directamente a la red de control IEC61850 del SAS de la subestación 14.

El intercambio de información entre el controlador maestro y cada reconectador QR01, QR02 y QR03 utiliza el protocolo de comunicaciones DNP3 LAN/WAN. A modo de ejemplo, en la figura 8.4 se ilustra con una línea roja discontinua el flujo de los mensajes DNP3 a lo largo de toda la trayectoria entre el reconectador QR01 y el controlador maestro de subestación 14. El mecanismo de comunicación implementado es de tipo maestro – esclavo, en donde el IED de cada reconectador tiene el rol de esclavo. Esto significa que el controlador maestro es el único dispositivo facultado para iniciar cualquier intercambio de información con los IED. En respuesta, cada reconectador envía uno o varios mensajes con la información disponible o solicitada por el maestro. Por otro lado, los IED de los interruptores de circuito 252-1 y 252-4 y el computador de estación se encuentran en el bus IEC61850 de la subestación 14. Para interactuar entre sí, utiliza el mecanismo cliente – servidor, en donde los IED asumen el rol de servidor y el controlador maestro es el cliente. El flujo de información se realiza mediante mensajes MMS (*Manufacturing Message Specification*) del protocolo IEC61850, como se grafica con una línea púrpura discontinua en la figura 8.4.

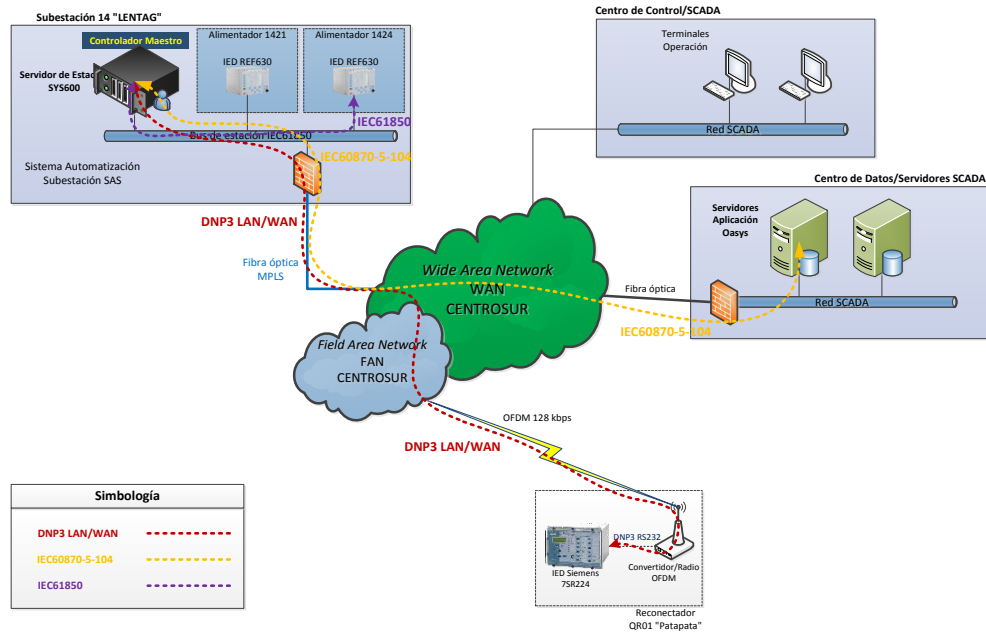


Figura 8.4. Intercambio de información en la arquitectura de automatización de los alimentadores 1421 y 1424 [Autor].

Los principales dispositivos utilizados para la implantación del sistema piloto de automatización son presentados en las imágenes de la figura 8.5. En la sala de control de la subestación 14 está emplazado el tablero de automatización SAS que contiene al servidor industrial SYS600C que actúa como controlador maestro, como se muestra en la figura 8.5a. En este servidor se ejecuta la inteligencia FLISR. En el patio de maniobras de esta misma subestación se encuentran los interruptores de circuito 252-1 y 252-4, como se observa en la figura 8.5b. Cada uno de estos equipos primarios está asociado a un IED REF630, el cual puede ejecutar la función de recierre y se conecta al controlador maestro mediante IEC61850 a través de la red interna de fibra óptica multi-modo de la subestación. Finalmente, desplegados sobre los alimentadores 1421 y 1424, se encuentran los reconectores QR01, QR02 y QR03, como se muestra en las figuras 8.5 (c, d y e), respectivamente. Cada reconector está compuesto por la unidad de media tensión, un gabinete de control y un enlace inalámbrico de comunicaciones hacia la subestación 14. El IED 7RS224 en el interior del gabinete de control ejecuta la función de recierre y se integra al SAS de la subestación 14 para interactuar con el controlador maestro de FLISR.



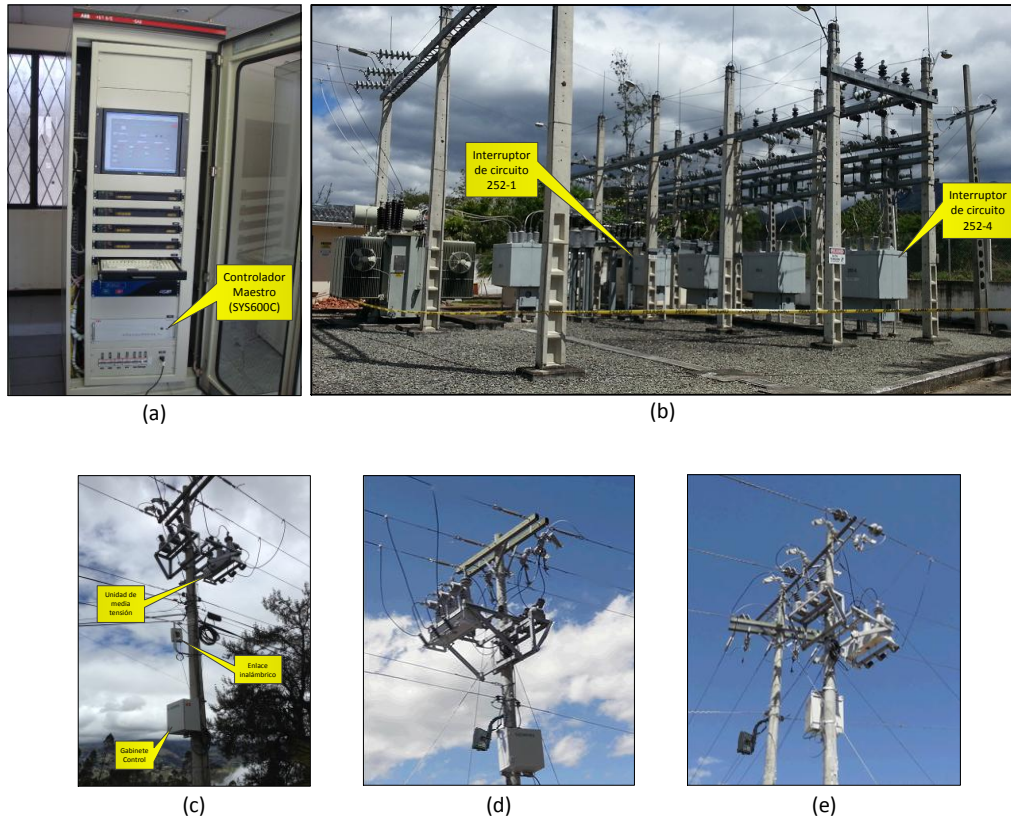


Figura 8.5. Dispositivos del sistema piloto de automatización de los alimentadores 1421 – 1424: a) Tablero SAS con el controlador maestro, b) Interruptores de circuito 252-1 y 252-4, c) Reconectador QR01 del alimentador 1421, d) Reconectador QR02 N.A, e) Reconectador QR03 del alimentador 1424 [Autor].

## 8.5. INTELIGENCIA FLISR PARA EL SISTEMA PILOTO DE AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 1421 - 1424

El diseño e implantación de la arquitectura del sistema de automatización de los alimentadores 1421 y 1424 sitúa a la inteligencia de automatización en el controlador maestro de la subestación 14. Esta inteligencia fue diseñada para localizar y aislar una falla, y luego encontrar y seleccionar las opciones óptimas de restauración según el criterio de restaurar la mayor carga posible desde varias fuentes disponibles. El diseño se fundamentó en el desarrollo de algoritmos dinámicos que utilizan la topología del sistema y otra información en tiempo real para adaptarse a cualquier configuración de red de distribución y generar toda la lógica de control para localización, aislamiento, restauración y reconfiguración del sistema. Los principios y detalles de diseño se explicaron en el capítulo 7, y los diagramas de flujo completos de los algoritmos se encuentran en el anexo B.



El servidor de estación del SAS de la subestación 14 se utilizará como controlador maestro de automatización. Este dispositivo albergará y ejecutará los algoritmos FLISR desarrollados en la etapa de diseño. Estos algoritmos se crearon utilizando una terminología genérica de manera que son independientes de la plataforma de hardware y software del controlador maestro. Así, pueden aplicarse en cualquier dispositivo de control que maneje estructuras de datos de tipo vector y matrices, como único requerimiento de diseño. En este proyecto de tesis, se implementarán en la plataforma de software del servidor de estación SAS de la subestación 14.

El software del sistema SAS de la subestación 14 está dividido en tres niveles:

- Sistema operativo
- Plataforma de software
- Software de aplicación

En primer lugar, el sistema operativo del servidor de estación es la plataforma base para las aplicaciones SAS. Para la subestación 14, el sistema operativo del servidor de estación es Windows XP. En segundo lugar, la Plataforma de Software está conformada por un kernel<sup>97</sup> multiproceso en tiempo real, por lo que varias aplicaciones del SAS pueden ejecutarse simultáneamente sobre el kernel. Además, esta plataforma proporciona la estructura de la base de datos y los mecanismos para las funcionalidades de gestión de archivos. En tercer lugar, las funciones del sistema SAS residen en el nivel de Software de Aplicación. Fundamentalmente, el software de aplicación es una plataforma SCADA SAS que comprende gráficos, diálogos, bases de datos y otros archivos.

Este SCADA SAS es un software especializado que permite desarrollar sistemas de control y automatización orientados al manejo redes de distribución y/o transmisión de energía. La principal función del software es permitir la interacción entre el usuario y el proceso de campo, lo que

---

<sup>97</sup> El kernel es un programa que maneja las peticiones de entrada/salida emitidas por las aplicaciones de software de un computador, y los traduce a instrucciones de proceso para que puedan ser interpretadas y ejecutadas por la unidad central de procesamiento, la memoria u otros dispositivos de hardware.



comúnmente se denomina “comunicación hombre - máquina”. Para esto, el SCADA SAS ejecuta funciones de adquisición de información desde los IED de control y protección, supervisión y control de equipos de campo, manejo de alarmas y eventos, cálculo de variables, generación de reportes, visualización de gráficos de tendencias, control local – remoto y gestión remota de relés de protección. Además, la interfaz gráfica del sistema permite representar la red eléctrica mediante diagramas unifilares. Como se verá más adelante, esta función es aprovechada para la construcción de la matriz de incidencia del sistema operada por los algoritmos FLISR.

### **8.5.1. Lenguaje de Implementación del Control Supervisorio - SCIL**

SCIL son las siglas en inglés de “Lenguaje de Implementación de Control Supervisorio” y es otra aplicación de software del SAS. SCIL es un lenguaje estructurado de alto nivel diseñado especialmente para aplicaciones de ingeniería. Estas aplicaciones permiten definir muchos de los programas que estructuran el propio software del SCADA SAS. El lenguaje de programación SCIL es proporcionado y ejecutado por el kernel. Este tipo de lenguaje es utilizado para crear rutinas de código en las que se realizan secuencias de comandos, cálculos de variables y otro tipo de aplicaciones de automatización, tales como:

- Programar la interfaz de usuario
- Diseñar varias formas de control de proceso, tales como control manual, control secuencial, control por tiempo, control por eventos, etc.
- Definir rutinas para el cálculo y actualización de las bases de datos, iniciadas manual o automáticamente.
- Construir simulaciones de procesos
- Intercambiar datos con otras aplicaciones externas.

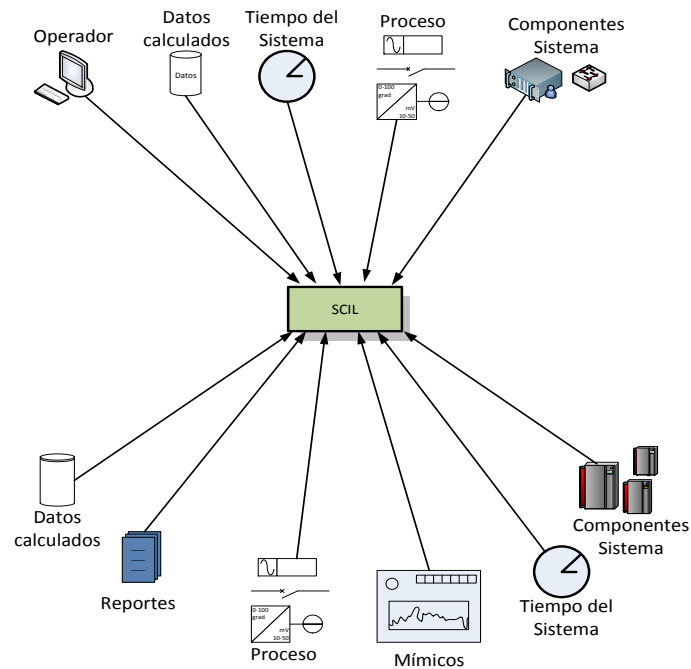


Figura 8.6. Elementos SAS que controlan la ejecución de programas SCIL, y elementos SAS controlados por SCIL [2]

Un programa SCIL está compuesto de una o más sentencias textuales. Cada sentencia representa una instrucción a ser ejecutada por el SAS, como por ejemplo la asignación del valor de una variable o un comando de control sobre un equipo de campo. Varias sentencias consecutivas establecen una secuencia de instrucciones, que se llevarán a cabo en el orden establecido. Los programas escritos con SCIL pueden incluirse en gráficos, procedimientos de diálogo o comandos y pueden ser activados, manual o automáticamente, mediante:

- Eventos reales o simulados del proceso de campo.
- Temporización (rutinas de tiempo cíclicas).
- Teclas de función en gráficos o botones los cuadros de diálogo que contienen programas SCIL, los cuales son iniciados manualmente por el operador.
- Otros programas SCIL.

Un programa SCIL pueden contener hasta 1 000 000 de líneas de código. Soporta seis tipos de datos simples: enteros, reales, booleanos, tiempo, texto, cadenas de bits y cadenas de bytes. Además, puede manejar dos tipos de datos estructurados: vectores y listas. Los vectores representan un



arreglo ordenado de elementos de datos, mientras que una lista agrupa varios atributos sin un orden específico.

Todas las características funcionales de la aplicación SCADA SAS pueden ser manejadas a través de SCIL. Además, estas capacidades funcionales pueden ser ampliadas mediante la incorporación de otras aplicaciones avanzadas creadas completamente con el lenguaje de programación SCIL. Esta versatilidad y potencia de SCIL lo convierte en la plataforma idónea para el desarrollo e implementación de los algoritmos de automatización FLISR. Particularmente, la activación de programas SCIL mediante eventos en el sistema de distribución será utilizada en la implantación de la inteligencia FLISR.

### **8.5.2. Base de datos del sistema SAS**

La base de datos del sistema es propietaria y es manejada en tiempo real de una forma muy rápida. Principalmente, está definida por objetos de proceso. Los objetos de proceso representan la información obtenida desde los diferentes equipos de campo, tales como interruptores, reconectores, transformadores, etc. La base de datos almacena la definición de cada uno de los objetos de proceso con su respectiva configuración. Toda la información de la base de datos es almacenada en disco, pero aquella información necesaria para el proceso es cargada en la memoria RAM para optimizar el rendimiento del sistema en tiempo real.

La mayoría de los procesos de campo (subestación o distribución) están basados en las definiciones de los objetos de proceso y a su vez éstos son considerados imágenes o modelos de datos de los dispositivos físicos como interruptores, seccionadores, relés, sensores etc. Normalmente, los dispositivos físicos de la subestación o la red de distribución son definidos en el sistema como unidades de proceso. De una manera práctica, las unidades de proceso son un conjunto de objetos de proceso que contienen e intercambian información relacionada con un dispositivo físico.



### 8.5.3. Ingeniería e implantación de la inteligencia FLISR

Todos los algoritmos FLISR para la automatización del sistema de alimentadores 1421 – 1424 fueron creados con el lenguaje de programación SCIL del servidor de estación de la subestación 14. Así, la aplicación FLISR se estructuró como un conjunto de programas SCIL y una interfaz gráfica de usuario. El conjunto de programas SCIL forma una extensa capa de código que materializa la inteligencia FLISR a través del SAS. La interfaz gráfica se implementó principalmente para generar de una manera eficiente y sencilla la topología del sistema de distribución a partir del diagrama unifilar modelado en esta interfaz. Luego, esta topología es procesada por los programas SCIL para construir la matriz de incidencia y direccionalidad del sistema. Otras funciones accesibles a través de esta interfaz gráfica son la inicialización, arranque y parada de la aplicación FLISR. Adicionalmente, el operador puede supervisar la ejecución de la lógica FLISR y obtener un reporte de resultados a través de la interfaz gráfica.

La estructura del algoritmo FLISR se ha dividido en tres grupos de programas escritos en SCIL. Esta organización mantiene ordenada a la estructura y facilita las tareas de mantenimiento. Fundamentalmente, cada programa es la codificación en el lenguaje SCIL de cada uno de los algoritmos de la inteligencia FLISR. La figura 8.7 representa la estructura de la implantación de la inteligencia FLISR y lista los principales programas SCIL creados. El primer grupo está conformado por varios programas y subprogramas que inicializan y arrancan la aplicación FLISR. Fundamentalmente, construyen las matrices de incidencia y direccionalidad a partir de la información del archivo de topología extraído del diagrama unifilar. Además, habilitan la activación automática de los programas de actualización de la matriz de direccionalidad y los vectores de estatus y carga del sistema. Este primer grupo es iniciado manualmente por el usuario u operador del sistema.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

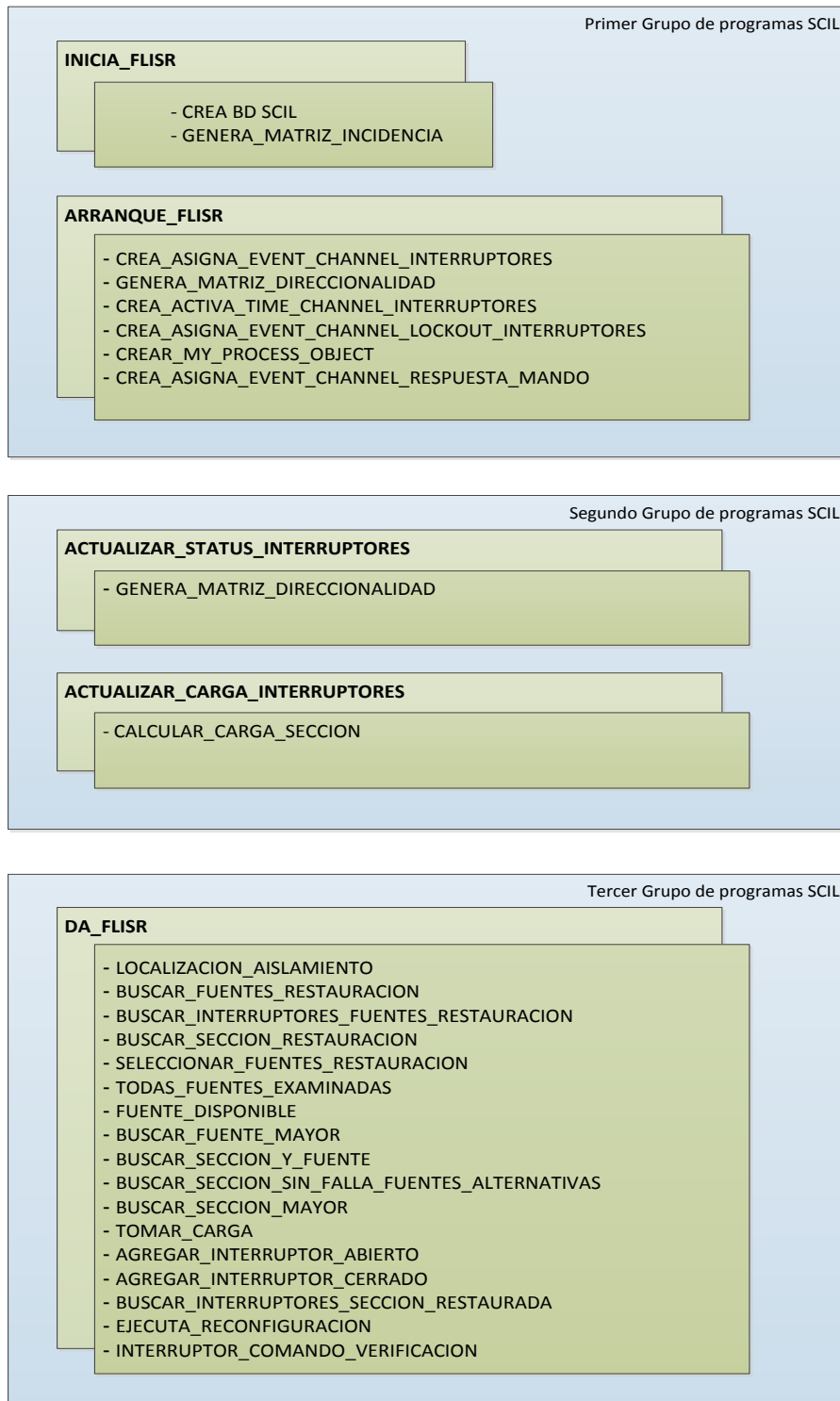


Figura 8.7. Estructura de los programas SCIL desarrollados para la implantación de la inteligencia FLISR en el SAS de la subestación 14 [Autor].

El segundo conjunto de programas fue creado para actualizar en tiempo real la configuración del sistema de alimentadores. Está implementado a través de dos programas SCIL independientes que se ejecutan de manera automática. El programa de actualización del estatus del sistema de



distribución se ejecuta cuando cualquiera de los equipos de seccionamiento del sistema conmuta entre abierto – cerrado o viceversa, actualizando además la matriz de direccionalidad. El programa de actualización de la carga promedio de las secciones se ejecuta periódicamente cada minuto. Así, en cada ejecución calcula el promedio de los valores de carga registrados durante los últimos quince minutos. Esto garantiza que luego de una falla el sistema disponga de la carga pre-falla de cada una de las secciones del sistema eléctrico.

El último grupo de programas obedece al algoritmo FLISR propiamente dicho. Lo conforman los programas de localización y aislamiento de la falla, restauración y reconfiguración automática. En conjunto, éstos corresponden a más del 60 % del código SCIL escrito durante la implantación. Estos programas son la columna vertebral de la inteligencia de automatización. Están enlazados en un único programa que se lo ha denominado “DA\_FLISR” desde donde el resto de programas son llamados para su ejecución. “DA\_FLISR” es iniciado automáticamente con la activación de la alarma de bloqueo (*79 lockout*) de cualquiera de los equipos inteligentes de seccionamiento del sistema. Luego, a partir de la matriz de direccionalidad, identifican la sección averiada, determinan los comandos de control para el aislamiento de la falla, y busca y selecciona las mejores opciones de restauración. Finalmente, consolida un listado completo de maniobras y lo ejecuta automáticamente para reconfigurar el sistema.

La figura 8.8 contiene un fragmento del programa SCIL “SELECCIONAR\_FUENTES\_RESTAURACION” que forma parte del algoritmo de restauración del servicio y el grupo de programas “DA\_FLISR”. En este fragmento se puede observar la sintaxis y estructura de las sentencias SCIL utilizadas para la construcción de los programas de la inteligencia FLISR en el SAS de la subestación 14. El código completo escrito para cada uno de los programas está incluido en el anexo C.





```
.....
:***** UNIVERSIDAD DE CUENCA – FACULTAD DE INGENIERÍA *****
:***** MAESTRÍA EN TELEMÁTICA *****
:***** PROGRAMA PARA SELECCIONAR LAS FUENTES DE RESTAURACIÓN PARA UN DETERMINADO INTERRUPTOR DE AISLAMIENTO *****
:.....

#ARGUMENT INTERRUPTOR_AISLAMIENTO
#ARGUMENT NO_FUENTES_RESTAURACION

#LOCAL MARGEN_CAPACIDAD
#LOCAL SECCION_MAYOR ;CÓDIGO DE SECCION CON MÁS CARGA PARA UNA FUENTE DE RESTAURACION
#LOCAL F ;INDICE DE VECTOR DE FUENTES DE RESTAURACION "FUENTES()" Y "FUENTESW()"
;NO ES EL CÓDIGO DE LA FUENTE. EL CÓDIGO ESTÁ EN EL VECTOR "FUENTES()"

#LOCAL CARGA_AUXILIAR
#LOCAL INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO

;OBTENER VECTORES TEXTO CON SUBROUTINAS:
#LOCAL TODAS_FUENTES_EXAMINADAS=TEXT_READ("/APL/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/TODAS_FUENTES_EXAMINADAS.TXT")
#LOCAL FUENTE_DISPONIBLE=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/FUENTE_DISPONIBLE.TXT")
#LOCAL BUSCAR_FUENTE_MAYOR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/BUSCAR_FUENTE_MAYOR.TXT")
#LOCAL BUSCAR_SECCION_MAYOR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/BUSCAR_SECCION_MAYOR.TXT")
#LOCAL TOMAR_CARGA=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/TOMAR_CARGA.TXT")
#LOCAL AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO=TEXT_READ("/APL/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCION_FUENTES/AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TXT")

@ INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION=VECTOR()
@ INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(1..%NO_SECC)=0
@ INTERRUPTOR_ANALIZADO=VECTOR()
@ INTERRUPTOR_ANALIZADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0

#LOOP DO(TODAS_FUENTES_EXAMINADAS.TEXT, NO_FUENTES_RESTAURACION)=0
F = DO(BUSCAR_FUENTE_MAYOR.TEXT, NO_FUENTES_RESTAURACION)
#IF DO(FUENTE_DISPONIBLE.TEXT,%FUENTES(F)) == 1 #THEN #BLOCK
MARGEN_CAPACIDAD = %FUENTES_W(F)
@ EJECUTAR = DO(BUSCAR_SECCION SIN FALLA_FUENTES_ALTERNATIVAS.TEXT, INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, %FUENTES(F))
SECCION_MAYOR = DO(BUSCAR_SECCION_MAYOR.TEXT)

#IF %FUENTE_RESTAURACION_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE) == 0 #THEN #BLOCK
CARGA = %CARGA_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)
#IF CARGA < MARGEN_CAPACIDAD #THEN #BLOCK
AUXILIAR = 0
@ EJECUTAR = DO(TOMAR_CARGA.TEXT, SECCION_MAYOR)
MARGEN_CAPACIDAD = MARGEN_CAPACIDAD - CARGA
@ FUENTES_W(F) = MARGEN_CAPACIDAD
@ FUENTE_RESTAURACION_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE) = %FUENTES(F)
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
AUXILIAR = 1
INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO = %INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)
@ EJECUTAR = DO(AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TEXT, INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO)
#BLOCK_END
INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO = %INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)
@ FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) = 0
@ INTERRUPTOR_ANALIZADO(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) = 1
@ EJECUTAR = DO(BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAURADA.TEXT, INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, SECCION_MAYOR, AUXILIAR, F)
```

Figura 8.8. Fragmento de uno de los programas del algoritmo de restauración del servicio, escrito con lenguaje SCIL [Autor].

Para facilitar la interacción entre el usuario y la aplicación FLISR, se implementó una interfaz gráfica mediante la herramienta de diseño de gráficos de proceso del SAS. La principal función de esta interfaz es proporcionar un entorno adecuado para la construcción del diagrama unifilar



del sistema de alimentadores, en este caso el 1421 y 1424. Los componentes del diagrama unifilar, esto es interruptores, reconectores, secciones, fuentes, etc., están asociados a la base de datos de proceso. Esto permite construir la información topológica del sistema, la cual incluye un listado de todos los componentes y las interconexiones entre ellos, como se muestra en la figura 8.9. La herramienta de gráficos de procesos permite que esta información topológica pueda ser almacenada en un archivo de texto. Como parte de la inteligencia FLISR, se elaboró un programa SCIL para gestionar este archivo y extraer la información topológica contenida en sus registros. La información es procesada por el programa SCIL y utilizada para construir la matriz de incidencia del sistema de alimentadores.

SObjectName	SObjectType	NextObject1	NextObject2	Object Name
Node1	Breaker	Section2:2	Section3:1	AA1J1Q2
Node10	Line Indicator	Section7:2	N/A	Terminador
Node2	Breaker	Section9:2	Section8:1	AA1J1J4Q1
Node3	Breaker	Section1:2	Section4:1	AA1J4Q2
Node4	Breaker	Section6:2	Section2:1	POS22L01_252_1
Node5	Breaker	Section5:2	Section1:1	POS22L04_252_4
Node6	Line Indicator	Section6:1	N/A	Alim1421
Node7	Line Indicator	Section5:1	N/A	Alim1424
Section1	Vertical Busbar	Node5:2	Node3:1	1002
Section2	Vertical Busbar	Node4:2	Node1:1	1001
Section3	Vertical Busbar	Node1:2	Section8:2	50
Section4	Vertical Busbar	Node3:2	Section7:1	53
Section5	Vertical Busbar	Node7:1	Node5:1	
Section6	Vertical Busbar	Node6:1	Node4:1	
Section7	Vertical Busbar	Section4:2	Node10:1	54
Section8	Horizontal Busbar	Node2:2	Section3:2	51
Section9	Horizontal Busbar	Section4:2	Node2:1	52

Options:  
 Full Topology Details     Connected Objects  
 Objects in Topology     Unconnected Objects  
 Objects NOT in Topology     Locked Objects

Buttons: Refresh, Dump..., Close

Figura 8.9. Información topológica obtenida del diagrama unifilar de la interfaz gráfica del SAS para el sistema de alimentadores 1421 – 1424 [2].

La figura 8.10 muestra la interfaz gráfica implementada en el SAS de la subestación 14 para el sistema de alimentadores 1421 – 1424. La implantación de esta interfaz fue dividida en tres bloques gráficos, como se ilustra en la figura 8.10. En la parte central se encuentra el bloque de proceso. Esta área de la interfaz está reservada para crear el diagrama unifilar del sistema a partir del cual se extrae la topología. El bloque de gestión de aplicación, ubicado en la parte izquierda de la interfaz, permite al



usuario inicializar, arrancar o parar los algoritmos FLISR. Para esto se incorporaron varios botones que agilitan las tareas mediante clics del ratón. En la parte derecha se encuentra el bloque de supervisión de la aplicación. Este bloque permite acceder a los resultados de la inteligencia FLISR, a través de ventanas o cuadros de diálogo.

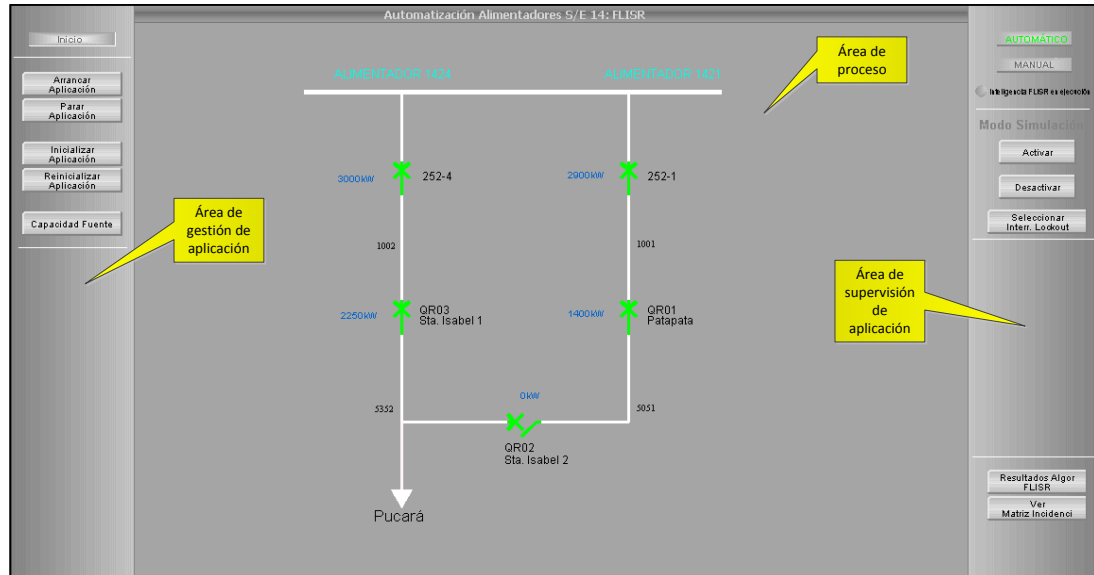


Figura 8.10. Interfaz gráfica del sistema de automatización de los alimentadores 1421 – 1424, implementada en el controlador maestro de la subestación 14 [Autor].

Como se muestra en la figura 8.11, los resultados de la aplicación FLISR incluyen la matriz de direccionalidad del sistema. Además, se puede acceder a los reportes de la lógica de control generada por los algoritmos, para los procesos de localización, aislamiento y restauración, según se grafica en las figuras 8.12 (a, b y c) respectivamente. Finalmente, se puede obtener un reporte del listado de maniobras determinado y ejecutado automáticamente por la aplicación FLISR, para la última falla del sistema, como se ve en la figura 8.12 (d).



DA FLISR: Matriz de Direccionalidad

Matriz de Direccionalidad del Sistem:

	Fuentes		Secciones			
	Alim1421	Alim1424	1002	1001	5051	5352
SE14 ALIM1421 QR01_PATAPATA	0	0	0	1	-1	0
SE14 ALIM1421	0	0	0	0	1	1
SE14 ALIM1424 QR03_STA_ISA	0	0	1	0	0	-1
SE14 ALIM1421 252-1	1	0	0	-1	0	0
SE14 ALIM1424 252-4	0	1	-1	0	0	0

Figura 8.11. Matriz de direccionalidad del sistema de alimentadores 1421 – 1424, construida por la aplicación FLISR del SAS [Autor]

(a)

(b)

(c)

(d)

Figura 8.12. Reporte de resultados FLISR accedidos a través de la interfaz gráfica: a) Localización, b) Aislamiento, c) Restauración, d) Reconfiguración [Autor]

Como parte del bloque de supervisión, se implementaron accesos para conmutar la aplicación FLISR entre modo automático y modo manual. En modo automático, todos los programas FLISR son activados y están preparados para responder ante la ocurrencia de una falla. Por otro lado, el modo manual deshabilita la función FLISR. Esto significa que los programas



son desactivados. Este modo de operación es útil para ejecutar maniobras manualmente, ya sea desde el Centro de Control o desde el propio SAS.

Otro modo de operación de la aplicación FLISR permite activar o desactivar el entorno de simulación. Cuando este modo es seleccionado, la información de estatus y control de todos los equipos de seccionamiento del sistema pasa a modo manual. Esto significa que el SAS se “desconecta” de los dispositivos físicos del sistema de distribución, y la base de datos de proceso suspende la actualización en tiempo real. Durante el modo de simulación, la información de los objetos de la base de datos sólo puede ser modificada manualmente por los programas SCIL o el operador del sistema. Es importante notar que, en modo simulación, los comandos de control sobre los equipos de seccionamiento no son enviados a los respectivos IED, por lo que no son ejecutados en campo. El modo de simulación fue implantado para ejecutar y validar los resultados de la lógica FLISR construida en el SAS, previo a una puesta en servicio en campo. Los algoritmos son ejecutados en las mismas condiciones de un sistema real, con la salvedad que los equipos de campo no son operados. En el siguiente capítulo se explicará como este modo fue utilizado para verificar la funcionalidad de la inteligencia FLISR implementada.

#### **8.5.4. Ingeniería de la base de datos de proceso**

La información obtenida de los cinco IED de los dispositivos de campo del sistema de alimentadores 1421 - 1424, representada por los objetos de proceso, es registrada en tiempo real en la base de datos de proceso. Esto permite modelar los equipos físicos de campo dentro del sistema SAS. Mayoritariamente, los algoritmos FLISR ejecutan sus procesos en tiempo real directamente con la información disponible en esta base de datos. Entre esta información se encuentran las señales para cada uno de los reconectores del sistema 1421 – 1424, listadas en el apartado A.2 del anexo A. Estas señales comprenden datos de entradas binarias y analógicas, y también salidas de control. El proceso de ingeniería de la base de datos consiste en la creación de los objetos de proceso para todas las señales de los IED de QR01, QR02, QR02, 252-1 y 252-4. La base de datos



de proceso del controlador maestro de la subestación 14 es presentada en la figura 8.13, en donde se puede observar una parte de los objetos de proceso del reconector QR01. Se destaca la señal de bloqueo del reconector, utilizada como uno de los iniciadores de los programas SCIL de la inteligencia FLISR.

LN	UN	UN	[DA]/[N]/[OB]	OI	OX	AC	TI	OV
AA1J1Q2	10	23	0	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker position indication	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	13	23	54	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker command	0	0	0
AA1J1Q2	15			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker device control block	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	16			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker open interlocked	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	17			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker close interlocked	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	18			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Cause of interlocking	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	19			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker selection on monitor	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	20			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker command event	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	41			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker open blocked	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	42			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker close blocked	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	106			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker fully indication	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	108	23	7	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker close indication	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	110	23	6	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker open indication	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	113	23	54	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker command	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2	213			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Breaker command	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2A1	10	23	231	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Auto-reclosure ON/OFF (SW)	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2A1	11			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Auto-reclosure ON/OFF (HW)	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2A1	12	23	80	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Auto-reclosing in progress	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2A1	13			S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	ARI interrupt command	0	0	0
AA1J1Q2A1	14	23	42	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	Auto-reclosure ON/OFF command	0	0	0
AA1J1Q2A3	100	23	83	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	LOCKOUT	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	1	23	52	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51-1	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	2	23	58	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51-2	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	3	23	86	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51-3	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	4	23	32	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51-4	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	5	23	53	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	50-1	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	6	23	59	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	50-2	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	7	23	87	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	50-3	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	8	23	93	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	50-4	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	9	23	56	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51G-1	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	10	23	62	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51G-2	0	0	0 Not sampled
AA1J1Q2K1	11	23	90	S14R ALIM1421 QR01_PATAPATA	51G-3	0	0	0 Not sampled

Figura 8.13. Base de datos de proceso del controlador maestro de la subestación 14, con la señal de bloqueo del reconector QR01.

### 8.5.5. Ingeniería del sistema

Desde el punto de vista de software, la aplicación FLISR se construyó con los siguientes elementos: Programas SCIL (inteligencia), interfaz gráfica de usuario, base de datos de proceso y estaciones. La implementación de los tres primeros fue explicada anteriormente. El último elemento lo conforman las estaciones del sistema, que son elementos lógicos de la aplicación SAS que permiten enlazar un dispositivo físico (IED) con el software SAS. Por lo tanto se crearon cinco estaciones, una por cada reconector/interruptor del sistema de alimentadores 1421 – 1424. Las estaciones para los re conectadores QR01, QR02 y QR03 son de tipo DNP3, que es el protocolo que manejan estos equipos. Para los interruptores 252-1 y 252-4 se crearon elementos de tipo IEC61850. La creación y configuración de las tres estaciones DNP3 es ilustrada en la figura 8.14. Los elementos *Station 23*, *Station 24* y *Station 25* corresponden a QR01, QR02 y QR03, respectivamente. El árbol de atributos en la parte central de la figura 8.14



contiene todos los parámetros de configuración que permiten establecer la comunicación entre el SAS y cada uno de los equipos de campo.

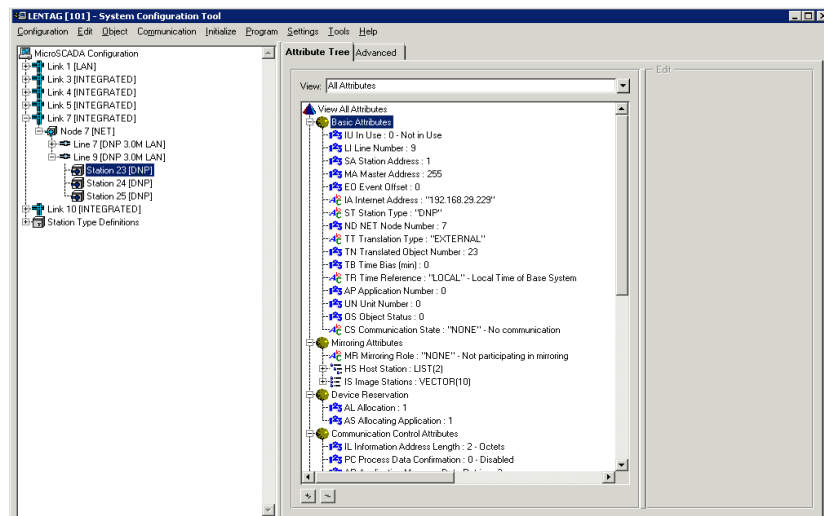


Figura 8.14. Configuración de las estaciones en el sistema SAS de la subestación 14, para cada uno de los reconectores de los alimentadores 1421 – 1424 [2].

### 8.5.6. Personalización de la aplicación FLISR

La aplicación FLISR implementada está basada en un diseño funcional genérico y universal, como se explicó en el capítulo anterior. Esto significa que los algoritmos, programas SCIL, interfaz gráfica y base de datos creados e implantados en el presente trabajo de tesis pueden ser utilizados para la automatización de diferentes sistemas de distribución. Particularmente, la personalización de cada aplicación dependerá exclusivamente de la topología del sistema de alimentadores. Como se ha reseñado varias veces, esta topología es obtenida a través del diagrama unifilar construido mediante la interfaz gráfica. A continuación se describe una guía para la personalización de la aplicación FLISR implementada, aplicable a cualquier red de distribución:

- a) Crear la base de datos de proceso, con toda la información requerida de los dispositivos inteligentes de campo.
- b) Crear el gráfico de proceso base: Este gráfico contiene el diagrama unifilar del sistema de alimentadores. Debe contener solo los elementos de básicos de la topología (interruptores, secciones y fuentes).



- c) Renombrar los elementos en función de los *Logical Name* de la base de datos. Los nombres de las secciones y fuentes deben llenarse manualmente.
- d) Construir la topología: Guardar la lista "*Topology Information*" en el directorio de la aplicación FLISR.
- e) Crear el gráfico de proceso principal: Agregar medidas, textos, etc., al gráfico de proceso base.
- f) Iniciar la aplicación
- g) Abrir la interfaz gráfica: Por defecto la aplicación está apagada.
- h) Iniciar la aplicación: Se genera la Matriz de Incidencia a partir del archivo "*Topo Info.txt*". Se definen las cantidades de interruptores, secciones y fuentes.
- i) Ingresar las capacidades máximas de fuentes.
- j) Arrancar la aplicación: Leer el estatus en tiempo real de los interruptores e inicia registro de carga de cada interruptor. Genera la matriz de direccionalidad. La aplicación arranca en modo manual por defecto. Las operaciones de los interruptores son permitidas al operador, remota o localmente. Al conmutar a modo automático se deshabilita el control al operador. Toda maniobra será ejecutada por la inteligencia FLISR.

## 8.6. REFERENCIAS

- [1] Quanta Technology, LLC; "*Planificación y Automatización de la Distribución*"; Reporte Final, documento 12D030-RPT-4; Febrero, 2014.
- [2] ABB CO; "*Especificación funcional SAS S/E Cañar, Lentag y Turi – CENTROSUR*"; Noviembre, 2010.
- [3] Datos estadísticos del Departamento de Análisis e Información Geográfica de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.





## Capítulo 9

---

# 9 PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADOR IMPLANTADO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

---

### 9.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de las pruebas funcionales del sistema piloto de automatización de alimentador con inteligencia FLISR implementado para la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. El desempeño del sistema de automatización y su algoritmo FLISR fue verificado mediante un conjunto de pruebas ejecutadas en dos entornos diferentes. El primero es un entorno de simulación que utiliza el modelo de sistema de distribución del capítulo 7 para verificar el desempeño de la inteligencia implementada en la subestación 14. El segundo es un entorno de laboratorio donde se montó una arquitectura similar a la del sistema de automatización de los alimentadores 1421-1424, que permite verificar la funcionalidad de la automatización desde la subestación (algoritmo FLISR) hasta los equipos inteligentes de seccionamiento, pasando a través del sistema de comunicaciones.

### 9.2. PROTOCOLOS DE PRUEBA

La funcionalidad del sistema de automatización FLISR implementado ha sido validada a través de un conjunto de protocolos de prueba. Estos protocolos fueron elaborados para guiar la ejecución y verificación funcional del sistema y además registrar los resultados obtenidos. Cada escenario de prueba está



asociado con un documento de protocolo. La estructura del protocolo de prueba está organizada mediante los siguientes cinco bloques:

- Escenario de Prueba y Condiciones iniciales
- Detalle de resultados de la inteligencia FLISR
- Maniobras de Reconfiguración Automática del Sistema
- Verificación de Resultados de la inteligencia FLISR

El bloque “Escenario de Prueba y Condiciones iniciales” describe el sistema eléctrico de distribución automatizado, sus condiciones normales de operación y la falla en el sistema a ser evaluada. En “Detalle de resultados de la inteligencia FLISR” se registra la información generada por el algoritmo FLISR, tal como la identificación de la sección falla y las secciones sin falla fuera de servicio con sus respectivos valores de carga, los equipos de aislamiento encontrados, y las fuentes de restauración disponibles en el sistema de distribución. En el bloque “Maniobras de Reconfiguración Automática del Sistema” se registran las maniobras determinadas y ejecutadas automáticamente por el algoritmo FLISR y el esquema unifilar del sistema luego de esta reconfiguración. Este esquema es extraído de la interfaz gráfica del SAS. Finalmente, en “Verificación de Resultados de la inteligencia FLISR” se resume la validación de la operación de la automatización.

En las siguientes secciones se presentarán los protocolos de prueba con los resultados para varios escenarios de prueba, tanto para un entorno de simulación como para un entorno de laboratorio.

### **9.3. PRUEBAS EN EL ENTORNO DE SIMULACIÓN**

La aplicación FLISR implementada en el controlador maestro de la subestación 14 se diseñó con un entorno de simulación, como se explicó en el numeral 8.5.3 del capítulo 8. Este entorno permite crear cualquier topología de sistema de distribución en la cual se puede generar fallas, y entonces aplicar y comprobar la inteligencia FLISR. Además, este entorno admite la ejecución de estas pruebas sobre el sistema de automatización real, como el implementado para los alimentadores 1421 y 1424. Cuando se



prueba un sistema real en el entorno de simulación, el proceso de reconfiguración automática del algoritmo FLISR se aísla de los equipos inteligentes de campo. Esto significa que los algoritmos de Localización, Aislamiento y Restauración se ejecutan normalmente, pero la lógica de control del algoritmo de Reconfiguración Automática no es enviada al sistema de distribución para conmutar los dispositivos inteligentes de seccionamiento. Por lo tanto, el estatus (abierto - cerrado) de estos dispositivos es simulado en el entorno de pruebas de la aplicación FLISR implementada. Así, los equipos inteligentes de seccionamiento y el sistema de comunicaciones FAN (*Field Area Network*) no forman parte del entorno de simulación.

El objetivo de este entorno es verificar de forma práctica y segura el desempeño de la inteligencia FLISR, exponiéndola a todos los escenarios de falla<sup>98</sup> posibles. En este sentido, el modelo de sistema de distribución, mostrado en la figura 9.1, fue utilizado en el capítulo 7 para diseñar la inteligencia FLISR ya que proporciona más de una fuente de restauración, y más de un equipo para aislamiento de una falla. Un sistema más complejo, por lo tanto, estará compuesto por varios segmentos similares al modelo de sistema eléctrico de la figura 9.1. Así, este modelo proporciona un abanico extenso de escenarios de prueba, por lo que representa una prueba exhaustiva para los algoritmos FLISR implementados.

---

<sup>98</sup> Al igual que el estatus de los equipos de seccionamiento, una falla en el sistema de distribución es simulada en el entorno de pruebas cambiando el estatus de la señal de bloqueo (79LO) de estos equipos.

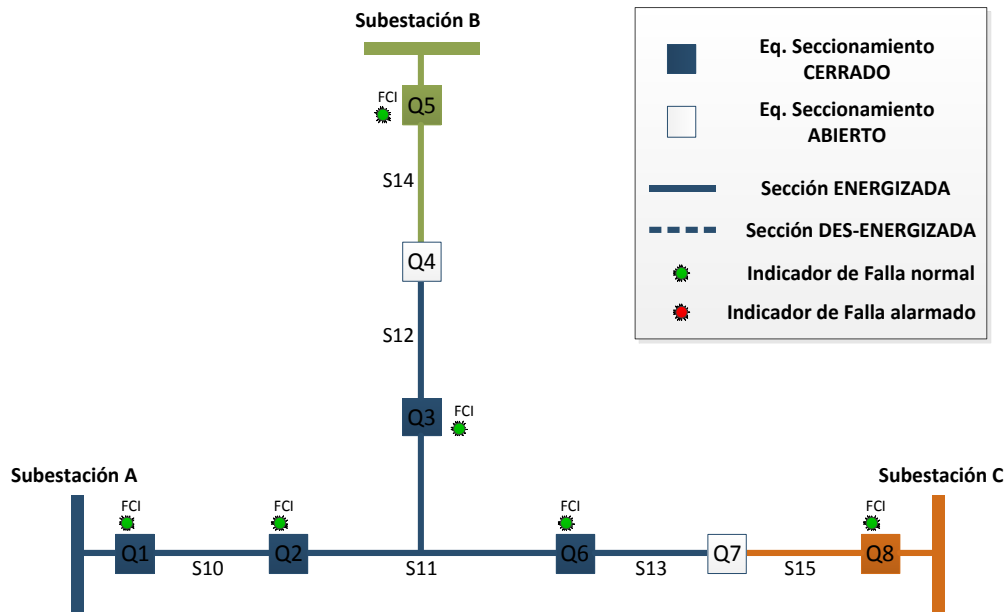


Figura 9.1. Modelo de sistema de alimentadores utilizado para el desarrollo del diseño de FLISR, que será usado para las pruebas funcionales en el entorno de simulación [Autor].

Con este criterio, el modelo de sistema de distribución fue ingresado a la aplicación FLISR de la subestación 14 para probarla bajo diferentes escenarios de falla. Se identificaron dieciséis escenarios diferentes, los cuales están listados en la tabla 9.1. Para cada escenario, se ejecutó el protocolo de pruebas descrito en el numeral 9.2 y los resultados se resumen en esta tabla. El anexo D contiene los protocolos completos para los dieciséis casos de prueba. La tabla 9.1 identifica la sección que contiene la falla y resume las condiciones generales del sistema eléctrico, entre las que se describe la capacidad de cada una de las fuentes para asumir la carga del área sin falla fuera de servicio. La última columna indica el resultado general de las pruebas. Como se observa, el algoritmo FLISR implementado superó exitosamente los dieciséis escenarios de falla en el modelo de sistema de distribución a los que fue sometido.



Nro. Escenario	Descripción del escenario		Resultado Prueba FLISR
	Falla en el sistema	Condiciones del sistema	
S001	Falla en sección "a"	B1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	Exitosa
S002	Falla en sección "a"	B1 y C1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 asume mayor carga.	Exitosa
S003	Falla en sección "a"	C1 y B1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 asume mayor carga.	Exitosa
S004	Falla en sección "a"	B1 puede asumir parcialmente la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no puede asumir carga.	Exitosa
S005	Falla en sección "a"	C1 puede asumir parcialmente la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no puede asumir carga.	Exitosa
S006	Falla en sección "a"	Ni B1 ni C1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	Exitosa
S007	Falla en sección "bcd"	B1 y C1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	Exitosa
S008	Falla en sección "bcd"	B1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no puede asumir carga adicional.	Exitosa
S009	Falla en sección "bcd"	C1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no puede asumir carga adicional.	Exitosa
S010	Falla en sección "bcd"	B1 y C1 NO puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	Exitosa
S011	Falla en sección "e"	B1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no interviene en el proceso.	Exitosa
S012	Falla en sección "g"	C1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no interviene en el proceso.	Exitosa
S013	Falla en sección "f"	A1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de B1.	Exitosa
S014	Falla en sección "f"	A1 no puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de B1.	Exitosa
S015	Falla en sección "h"	A1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de C1.	Exitosa
S016	Falla en sección "h"	A1 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de C1.	Exitosa

Tabla 9.1. Escenarios de prueba FLISR aplicado al modelo de sistema de distribución de la figura 9.1 [Autor].

#### 9.4. PRUEBAS EN EL ENTORNO DE LABORATORIO

Las pruebas del sistema piloto de automatización de los alimentadores 1421-1424 fueron ejecutadas en un entorno de laboratorio. Este entorno de pruebas se implantó con los tres elementos fundamentales de la arquitectura del sistema de automatización de la distribución<sup>99</sup> propuesto en esta tesis,

<sup>99</sup> Como se explicó en la introducción del capítulo 4, en el contexto de este trabajo de tesis la automatización de alimentador (*Feeder Automation - FA*) también es referida como automatización de la distribución (*Distribution Automation - DA*).



esto es inteligencia FLISR, equipamiento inteligente de seccionamiento y sistema de comunicaciones. En la figura 9.2 se esquematiza la arquitectura del entorno de laboratorio implementada para la ejecución de las pruebas funcionales del sistema de automatización de los alimentadores 1421-1424.

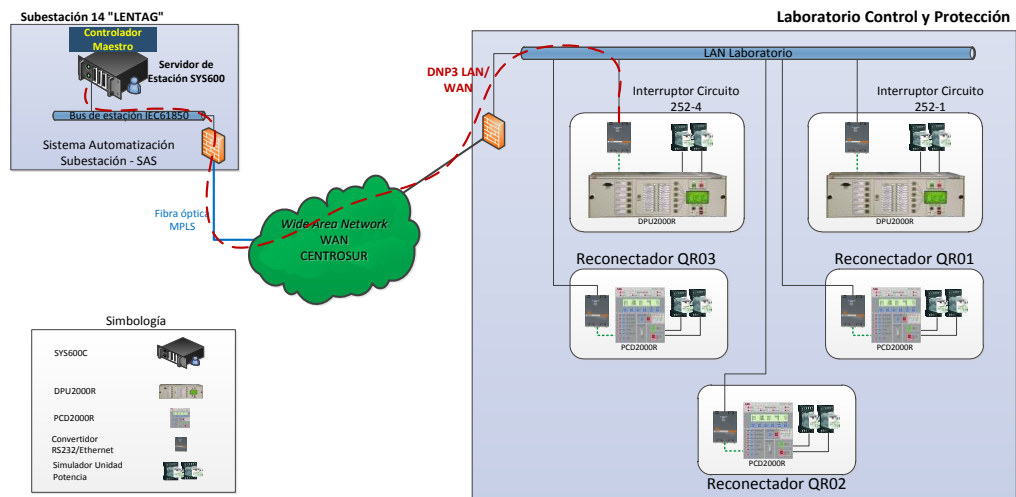


Figura 9.2. Arquitectura del entorno de laboratorio para pruebas del sistema FA - FLISR de los alimentadores 1421 – 1424 [Autor].

En estas pruebas se utilizó la inteligencia FLISR implementada en el controlador maestro de la subestación 14. Los cinco equipos inteligentes de seccionamiento (interruptores de circuito 252-1 y 252-4 y re conectadores QR01, QR02 y QR03) fueron implementados en las instalaciones del Laboratorio de Control y Protección de la CENTROSUR (ver figura 9.3). Cada re conectador está conformado por un simulador<sup>100</sup> del dispositivo primario (unidad de potencia) y un IED de control y protección, igual a los instalados en campo en los re conectadores Tipo A<sup>101</sup>, esto es PCD2000R. Para la cabecera de los alimentadores se preparó un IED de control y protección DPU2000R, utilizado mayoritariamente en las bahías de alimentador de las subestaciones de esta empresa distribuidora. Como equipo primario de cabecera se utilizó un simulador, igual al de los re conectadores. Todo este equipamiento inteligente de distribución se conecta a la inteligencia FLISR de la subestación 14, ubicada en Lentag a 48

<sup>100</sup> El simulador del equipamiento primario consiste en un arreglo de dos relés auxiliares que proporcionan al equipo secundario las bobinas de apertura y cierre para comando, y los contactos de señalización 52a y 52b.

<sup>101</sup> Ver numeral 6.3.3 del capítulo 6.



km del laboratorio<sup>102</sup>, a través de la red de comunicaciones de la CENTROSUR. La imagen de la figura 9.3 presenta el ensamblaje de los equipos inteligentes de alimentador para las pruebas de laboratorio del sistema de automatización de los alimentadores 1421 y 1424. Esta infraestructura fue montada en el Laboratorio de Control y Protecciones de la CENTROSUR. Como se observa, cada equipo inteligente de distribución está conformado por un IED y un simulador que actúa como la unidad de potencia.

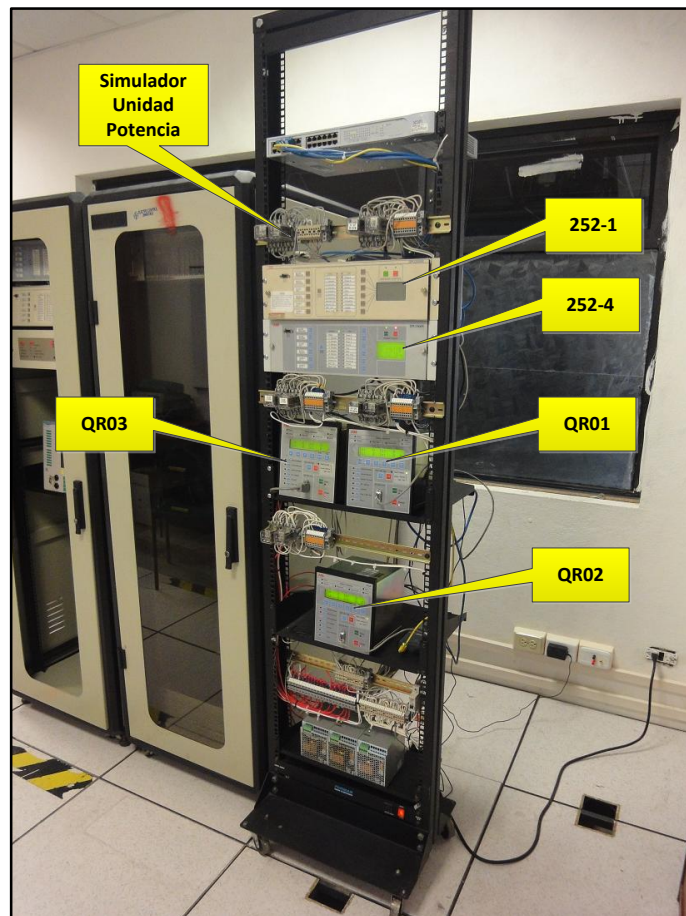


Figura 9.3. Equipamiento inteligente de alimentador para las pruebas de laboratorio del sistema de automatización de los alimentadores 1421-1424 [Autor].

Esta infraestructura del entorno de laboratorio permite verificar la funcionalidad del sistema piloto de automatización a lo largo de toda la cadena de la jerarquía de control. Ante la presencia de una corriente de falla (generada mediante una maleta de inyección secundaria) los dispositivos inteligentes de alimentador, a través de sus IED (PCD2000R o DPU2000R),

<sup>102</sup> El Laboratorio de Control y Protección está ubicado en el edificio administrativo de la ciudad de Cuenca.



ejecutarán su inteligencia local (recierre automático) y luego notificarán al algoritmo FLISR (controlador maestro de la subestación 14) la detección de la falla. En respuesta, la inteligencia de automatización determinará las maniobras FLISR y las ejecutará automáticamente enviado los correspondientes comandos de control a cada uno de los equipos inteligentes de seccionamiento (en este caso ubicados en el laboratorio). Toda esta interacción se realiza a través de la red de comunicaciones entre la subestación 14 y el laboratorio.

Como se ha mencionado, el entorno de pruebas de laboratorio se implementó con los componentes fundamentales de la arquitectura del sistema de automatización. Sin embargo, es necesario resaltar que existen ciertos elementos que por sus propias características se excluyeron del ámbito del laboratorio. En una fase de pruebas de campo estos elementos deberán ser considerados ya que una alteración en su operación normal podría afectar el desempeño del sistema de automatización. Por un lado, en los equipos inteligentes de seccionamiento se pueden producir malfuncionamientos en el mecanismo de la unidad de potencia, o un daño en la circuitería o componentes del gabinete de control, como una falla en los respaldos de energía. Esto podría dificultar la maniobra remota (apertura o cierre) del equipo. Por otro lado, el segmento de red de comunicaciones verificado en el laboratorio corresponde principalmente a la red de transporte (entre la subestación 14 en Lentag y el Laboratorio en el edificio administrativo de Cuenca). En este caso, la red de acceso o última milla, que corresponde al sistema FAN (*Field Area Network*) no es parte del ámbito de las pruebas de laboratorio. Esta red FAN es fundamentalmente inalámbrica y opera en bandas no licenciadas. Esto significa que la red está sujeta a interferencias que pueden degradar la calidad de las comunicaciones, incrementando los retardos o la pérdida de paquetes de información. Esto puede demorar o, en el peor de los casos, interrumpir la ejecución de la reconfiguración automática generada por la inteligencia FLISR.





### 9.4.1. Escenarios de prueba

Se identificaron seis escenarios de falla para el sistema de alimentadores 1421-1424. Estos escenarios fueron aplicados al entorno de pruebas de laboratorio para verificar la funcionalidad del sistema piloto de automatización FLISR implementado. La tabla 9.2 resume los escenarios y los resultados obtenidos para cada uno.

Nro. Escenario	Descripción del escenario		Resultado prueba FLISR
	Falla en el sistema	Condiciones del sistema	
S1401	Falla en sección 1001	Alim. 1424 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1421.	Exitosa
S1402	Falla en sección 1001	Alim. 1424 NO puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1421.	Exitosa
S1403	Falla en sección 5051	Alim. 1424 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1421.	Exitosa
S1404	Falla en sección 1002	Alim. 1421 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.	Exitosa
S1405	Falla en sección 1002	Alim. 1421 NO puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.	Exitosa
S1406	Falla en sección 5352	Alim. 1421 puede asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.	Exitosa

Tabla 9.2. Escenarios de prueba del sistema de automatización FLISR de los alimentadores 1421-1424 [Autor].

Cada escenario de falla fue validado mediante el protocolo de prueba descrito en el numeral 9.2. A continuación se presenta el detalle de los resultados registrados en el protocolo de pruebas para cada uno de los escenarios de falla, resumidos en la tabla anterior.



9.4.1.1. Escenario de pruebas S1401: Protocolo de pruebas

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S1401																												
Alimentadores automatizados:	1421, 1424																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	1001																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	252-1																												
Condiciones generales:	Alim. 1424 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de 1421.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>252-1</td> <td>2900</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>252-4</td> <td>3000</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>QR01</td> <td>1400</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>QR02</td> <td>0</td> <td>Abierto</td> </tr> <tr> <td>QR03</td> <td>2250</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	252-1	2900	Cerrado	252-4	3000	Cerrado	QR01	1400	Cerrado	QR02	0	Abierto	QR03	2250	Cerrado									
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
252-1	2900	Cerrado																											
252-4	3000	Cerrado																											
QR01	1400	Cerrado																											
QR02	0	Abierto																											
QR03	2250	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1001</td> <td>1500</td> </tr> <tr> <td>1002</td> <td>750</td> </tr> <tr> <td>5051</td> <td>1400</td> </tr> <tr> <td>5352</td> <td>2250</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Sección	Carga [kW]***	1001	1500	1002	750	5051	1400	5352	2250																	
Sección	Carga [kW]***																												
1001	1500																												
1002	750																												
5051	1400																												
5352	2250																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alimentador 1421</td> <td>5000</td> <td>2100</td> </tr> <tr> <td>Alimentador 1424</td> <td>5000</td> <td>2000</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	Alimentador 1421	5000	2100	Alimentador 1424	5000	2000																		
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
Alimentador 1421	5000	2100																											
Alimentador 1424	5000	2000																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													

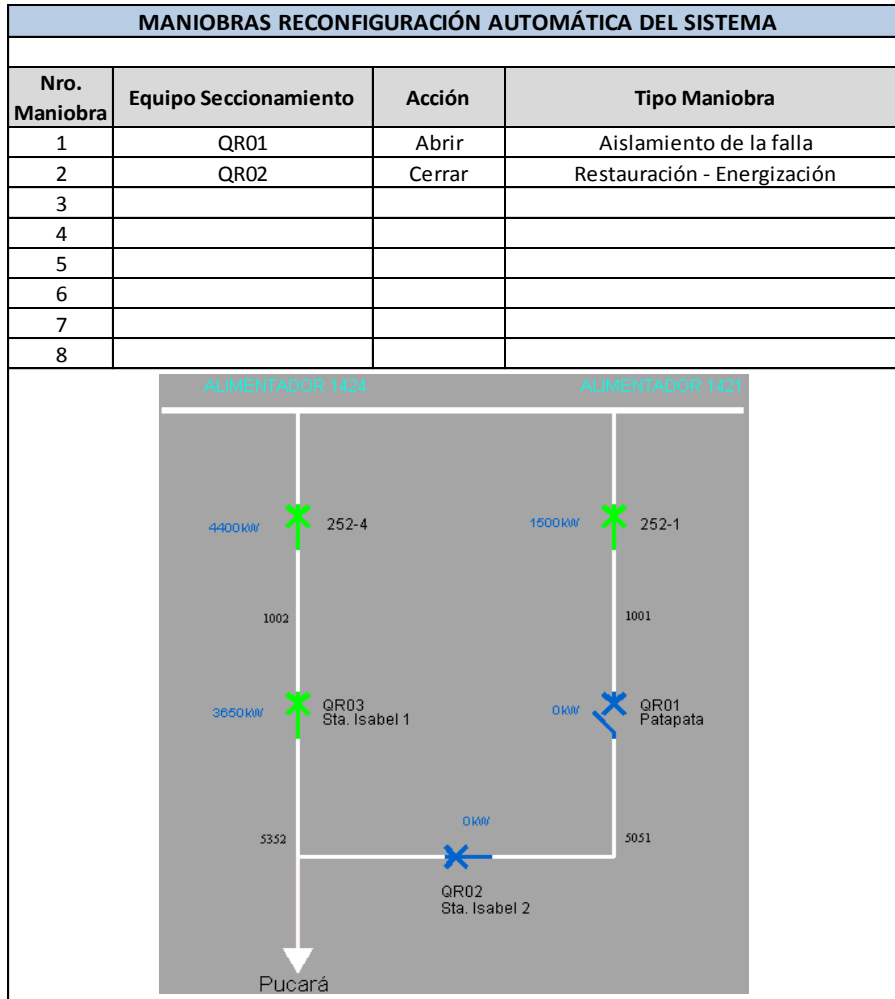


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	1001		
Carga Sección con falla [kW]:	1500		
Interruptor Bloqueado:	252-1		
Total Carga desconectada [kW]:	2900		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	QR01		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	5051	1400	
Total de carga Secciones sin falla:	-	1400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	1		
Interruptores NA para restauración:	QR02		
Fuentes de restauración encontradas:	Alimentador 1424		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	5051	1400	Alimentador 1424
Total Carga restaurada:	-	1400	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	Alimentador 1424	1400	600
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



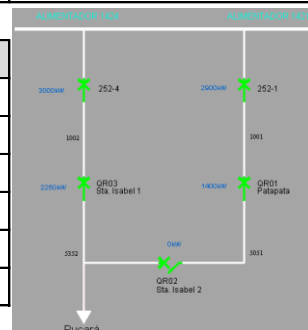
RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	2900
Carga de sección con falla [kW]*:	1500
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	1400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1400
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	1001
Secciones sin Falla:	5051
Secciones sin Falla Resturadas:	5051
Secciones sin Falla NO Resturadas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



## 9.4.1.2. Escenario de pruebas S1402: Protocolo de pruebas

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S1402	
Alimentadores automatizados:	1421, 1424	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	1001	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	252-1	
Condiciones generales:	Alim. 1424 NO puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de 1421.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
252-1	2900	Cerrado
252-4	3000	Cerrado
QR01	1400	Cerrado
QR02	0	Abierto
QR03	2250	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
1001	1500	
1002	750	
5051	1400	
5352	2250	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
Alimentador 1421	5000	2100
Alimentador 1424	4000	1000
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		





UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localización Falla</b>			
Sección con falla:	1001		
Carga Sección con falla [kW]:	1500		
Interruptor Bloqueado:	252-1		
Total Carga desconectada [kW]:	2900		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	QR01		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	5051	1400	
Total de carga Secciones sin falla:	-	1400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	1		
Interruptores NA para restauración:	QR02		
Fuentes de restauración encontradas:	Alimentador 1424		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	Alimentador 1424	0	1000
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Restauradas:	5051	1400	
Total Carga NO restaurada:		1400	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1	QR01	Abrir	Aislamiento de la falla
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	2900
Carga de sección con falla [kW]*:	1500
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	1400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1400
Sección con Falla:	1001
Secciones sin Falla:	5051
Secciones sin Falla Resturadas:	-
Secciones sin Falla NO Resturadas:	5051

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Algoritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	No existen fuentes con suficiente capacidad para asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	







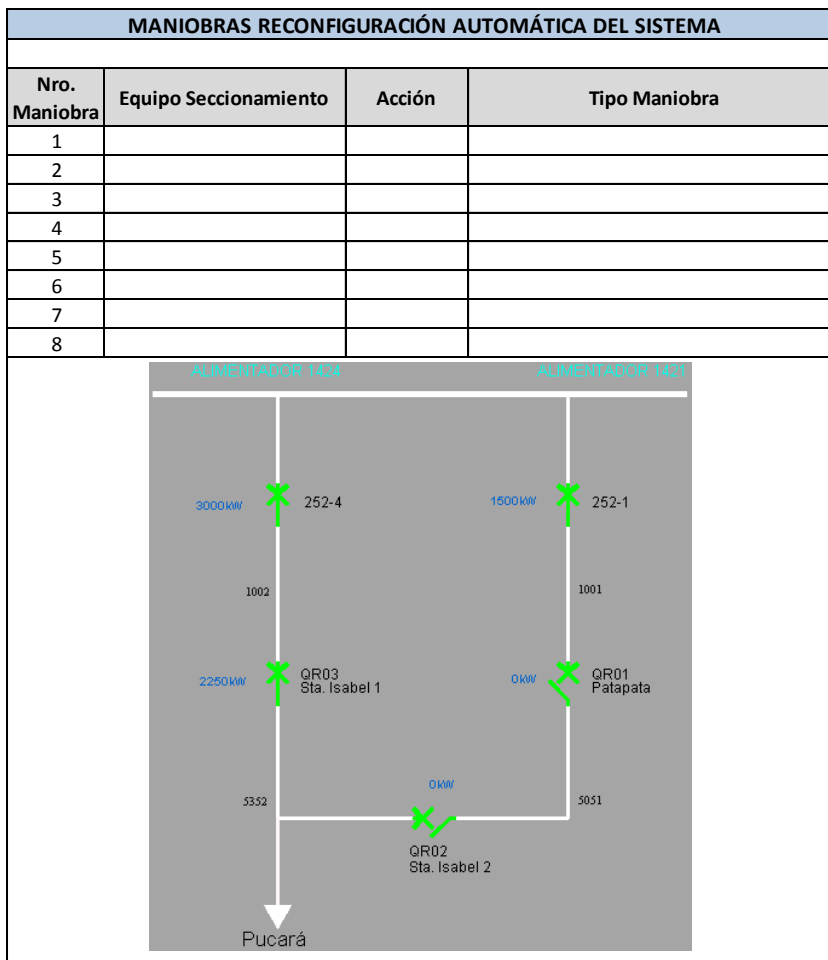
UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	5051		
Carga Sección con falla [kW]:	1400		
Interruptor Bloqueado:	QR01		
Total Carga desconectada [kW]:	1400		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:	-		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	0		
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	1400
Carga de sección con falla [kW]*:	1400
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	5051
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	No existen eq. Seccionamiento para ailamiento
Restauración del Servicio	Ok	No existen secciones sin falla fuera de servicio
Reconfiguración automática	Ok	No existen maniobras a ejecutar
<b>Resultado general</b>	Ok	



9.4.1.4. **Escenario de pruebas S1404: Protocolo de pruebas**

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S1404																												
Alimentadores automatizados:	1421, 1424																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	1002																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	252-4																												
Condiciones generales:	Alim. 1421 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>252-1</td> <td>2900</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>252-4</td> <td>3000</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>QR01</td> <td>1400</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td>QR02</td> <td>0</td> <td>Abierto</td> </tr> <tr> <td>QR03</td> <td>2250</td> <td>Cerrado</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	252-1	2900	Cerrado	252-4	3000	Cerrado	QR01	1400	Cerrado	QR02	0	Abierto	QR03	2250	Cerrado									
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
252-1	2900	Cerrado																											
252-4	3000	Cerrado																											
QR01	1400	Cerrado																											
QR02	0	Abierto																											
QR03	2250	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1001</td> <td>1500</td> </tr> <tr> <td>1002</td> <td>750</td> </tr> <tr> <td>5051</td> <td>1400</td> </tr> <tr> <td>5352</td> <td>2250</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Sección	Carga [kW]***	1001	1500	1002	750	5051	1400	5352	2250																	
Sección	Carga [kW]***																												
1001	1500																												
1002	750																												
5051	1400																												
5352	2250																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alimentador 1421</td> <td>5500</td> <td>2600</td> </tr> <tr> <td>Alimentador 1424</td> <td>5000</td> <td>2000</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>			Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	Alimentador 1421	5500	2600	Alimentador 1424	5000	2000																		
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
Alimentador 1421	5500	2600																											
Alimentador 1424	5000	2000																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													



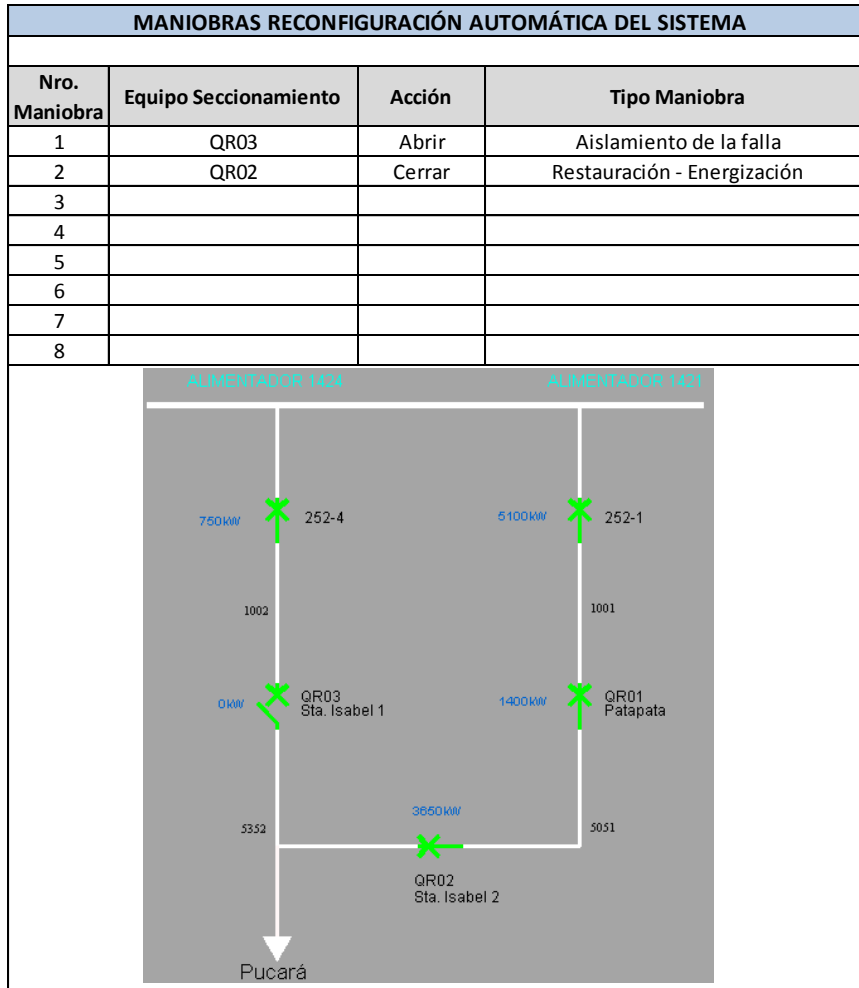
UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	1002		
Carga Sección con falla [kW]:	750		
Interruptor Bloqueado:	252-4		
Total Carga desconectada [kW]:	3000		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	QR03		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	5352	2250	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2250	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	1		
Interruptores NA para restauración:	QR02		
Fuentes de restauración encontradas:	Alimentador 1421		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	5352	2250	Alimentador 1421
Total Carga restaurada:	-	2250	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	Alimentador 1421	2250	350
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3000
Carga de sección con falla [kW]*:	750
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2250
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2250
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	1002
Secciones sin Falla:	5352
Secciones sin Falla Resturadas:	5352
Secciones sin Falla NO Resturadas:	-

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



9.4.1.5. Escenario de pruebas S1405: Protocolo de pruebas

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S1405	
Alimentadores automatizados:	1421, 1424	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	1002	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	252-4	
Condiciones generales:	Alim. 1421 NO puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
252-1	2900	Cerrado
252-4	3000	Cerrado
QR01	1400	Cerrado
QR02	0	Abierto
QR03	2250	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
1001	1500	
1002	750	
5051	1400	
5352	2250	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
Alimentador 1421	4000	1100
Alimentador 1424	5000	2000
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



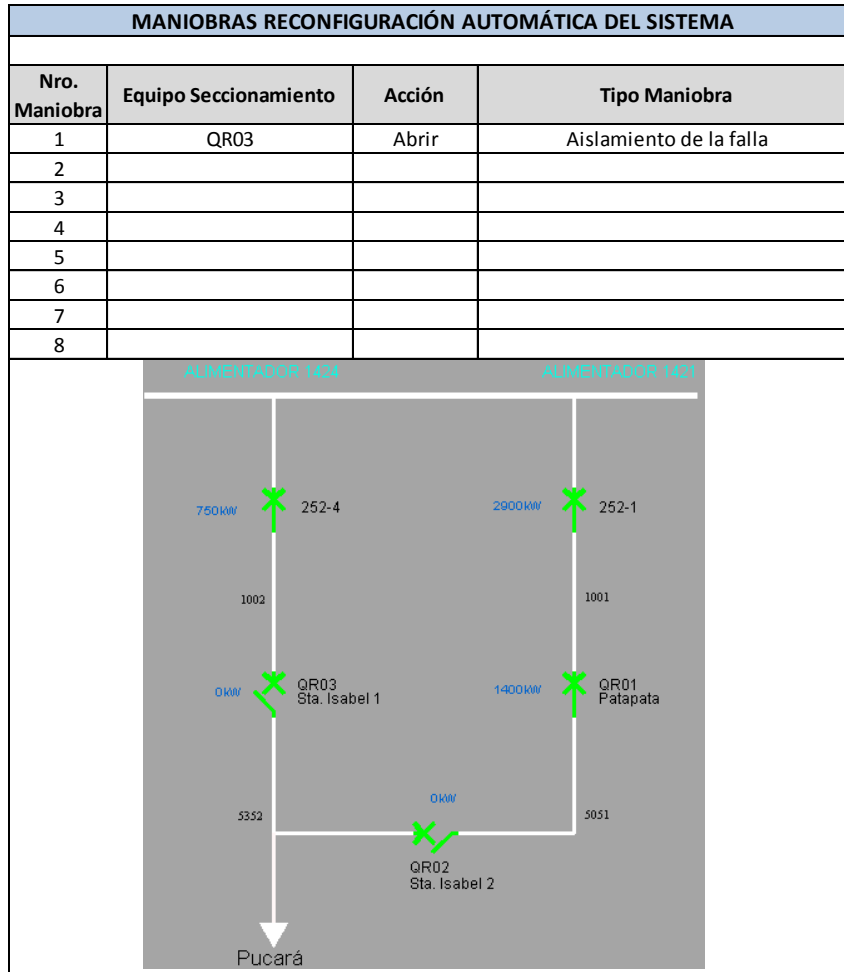
UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	1002		
Carga Sección con falla [kW]:	750		
Interruptor Bloqueado:	252-4		
Total Carga desconectada [kW]:	3000		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	QR03		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	5352	2250	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2250	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	1		
Interruptores NA para restauración:	QR02		
Fuentes de restauración encontradas:	Alimentador 1421		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	Alimentador 1421	0	1100
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	5352	2250	
Total Carga NO restaurada:		2250	

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3000
Carga de sección con falla [kW]*:	750
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2250
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2250
Sección con Falla:	1002
Secciones sin Falla:	5352
Secciones sin Falla Resturadas:	-
Secciones sin Falla NO Resturadas:	5352

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	No existen fuentes con suficiente capacidad para asumir la carga de las secciones sin falla fuera de servicio
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	





## 9.4.1.6. Escenario de pruebas S1406: Protocolo de pruebas

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S1406	
Alimentadores automatizados:	1421, 1424	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	5352	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	QR03	
Condiciones generales:	Alim. 1421 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de 1424.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
252-1	2900	Cerrado
252-4	3000	Cerrado
QR01	1400	Cerrado
QR02	0	Abierto
QR03	2250	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
1001	1500	
1002	750	
5051	1400	
5352	2250	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
Alimentador 1421	5000	2100
Alimentador 1424	5000	2000
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



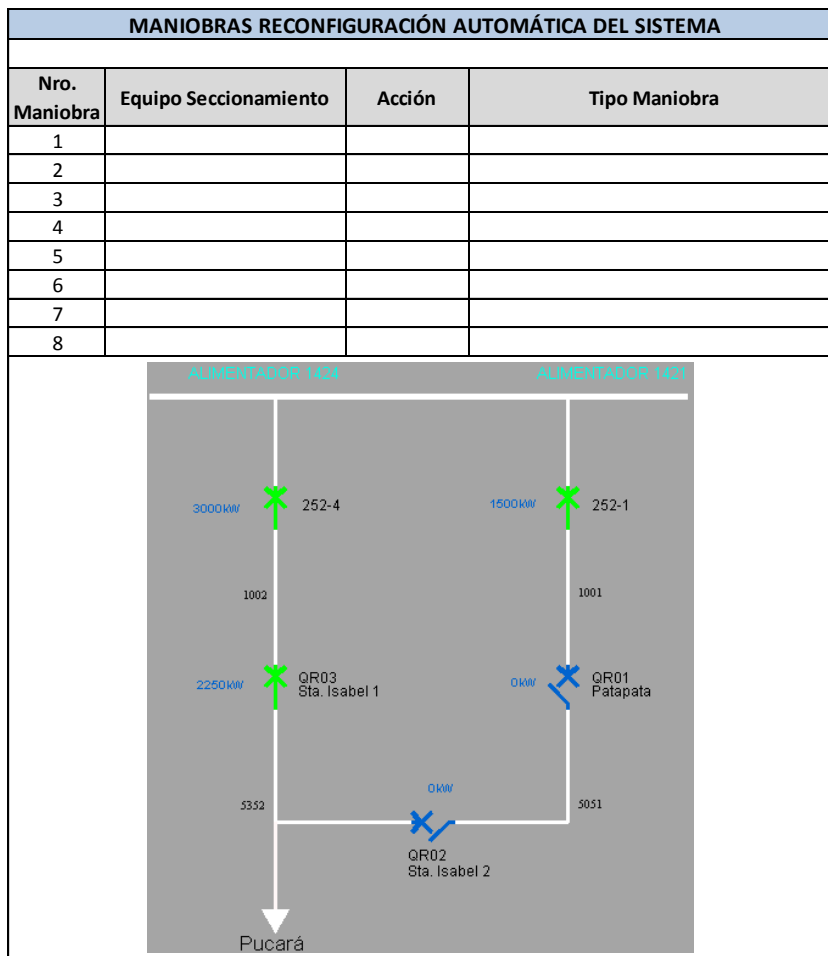
UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	5352		
Carga Sección con falla [kW]:	2250		
Interruptor Bloqueado:	QR03		
Total Carga desconectada [kW]:	2250		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:	-		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	0		
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	2250
Carga de sección con falla [kW]*:	2250
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	5352
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Algoritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	No existen eq. Seccionamiento para aislamiento
Restauración del Servicio	Ok	No existen secciones sin falla fuera de servicio
Reconfiguración automática	Ok	No existen maniobras a ejecutar
<b>Resultado general</b>	Ok	



# Capítulo 10

---

## 10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 10.1. CONCLUSIONES

#### 10.1.1. Desde la perspectiva conceptual

Tradicionalmente, los principales objetivos operativos de la red eléctrica de distribución han sido el suministro confiable y razonablemente eficiente de energía, mantener el nivel aceptable de voltaje, proteger los elementos de distribución y garantizar la seguridad del personal. Actualmente, el nuevo escenario energético está obligando a las empresas eléctricas de distribución a re-plantearse estos objetivos para maximizar la eficiencia y la confiabilidad, controlar el crecimiento de la demanda, manejar nuevas cargas (como los vehículos eléctricos y las cocinas de inducción) e incorporar recursos de energía distribuidos (*Distributed Energy Resources - DER*). El concepto de Red Inteligente (*Smart Grid*) fue concebido para alcanzar estos nuevos objetivos, mediante la modernización del sistema eléctrico de potencia actual. Una de las estrategias fundamentales dentro de este proceso de adopción gradual de la *Smart Grid* es la implantación de la Automatización de la Distribución (*Distribution Automation - DA*).

La Automatización de la Distribución (DA) es el concepto principal para la consolidación de una red de distribución inteligente. Desde su aparición en la década de 1970, DA ha promovido la aplicación de las tecnologías de la computación y las comunicaciones para mejorar el desempeño operacional del sistema de distribución. Los principales organismos de investigación y desarrollo de la energía eléctrica convergen al definir a DA como la explotación de un conjunto de tecnologías de sensores inteligentes, comunicaciones y procesadores que permiten a las empresas eléctricas



monitorear, coordinar y operar remotamente, con o sin intervención manual, y de forma óptima los elementos del sistema de distribución.

Las principales tecnologías para DA incluyen sistemas SCADA, equipamiento inteligente de alimentador, TIC (Tecnologías de la Información y las Comunicaciones), etc. Las aplicaciones de sala de control central, como DMS, también están incluidas en DA. Estos sistemas facilitan el proceso de toma de decisiones operativas para la red de distribución entera, tomando en cuenta tanto los equipos controlados remotamente como los operados manualmente. Estas aplicaciones requieren el soporte de sistemas de procesos corporativos, tales como el sistema de información de clientes (*Customer Information System* - CIS) y el sistema de información geográfica (*Geographical Information System* - GIS), los cuales residen en la capa más alta de la jerarquía de control.

La diferencia entre DA y la operación tradicional basada en protecciones, es que los componentes de distribución son controlados remotamente. Por lo tanto, la infraestructura de comunicaciones es parte integral de la arquitectura de DA. Los sistemas de comunicaciones permiten incrementar la cantidad de información y el control necesarios para la toma de decisiones en la operación inteligente de la red de distribución. La infraestructura de comunicaciones para DA tiende a ser híbrida, compuesta de redes de fibra óptica, cobre, inalámbricas, y PLC. En instancias específicas, estos tipos de medios de comunicación dependerán de la infraestructura de comunicaciones existente, la densidad de usuarios, el terreno físico, y la evolución de la tecnología.

Esta capacidad de operación remota clasifica a la automatización en tres niveles:

- Automatización local: operación del equipamiento inteligente de campo ejecutada por la actuación de protecciones o por la lógica de control local.
- Control remoto manual: operación del equipamiento inteligente de campo ejecutada manualmente desde una ubicación remota,



incluyendo el monitoreo remoto de estatus, indicaciones, alarmas y medidas.

- Automatización centralizada o control remoto automático: Operación de los equipos inteligentes de seccionamiento ejecutada automáticamente por control remoto desde la lógica central de toma de decisiones.

Toda implementación de DA debe contener al menos dos de estos niveles, lo que implica que las comunicaciones siempre son parte de la implementación. Así, el despliegue de equipamiento inteligente de alimentador, como reconectadores o seccionadores, no implica por sí misma la automatización de la red de distribución. La ausencia de comunicaciones hacia estos dispositivos no satisface la definición de DA.

Desde la perspectiva de área de responsabilidad, la automatización de la distribución (DA) se puede clasificar en automatización de subestación (*Substation Automation* - SA), automatización de alimentador (*Feeder Automation* - FA) y automatización de consumidor (*Customer Automation* - CA). Sin embargo, muchos textos especializados se refieren a la automatización de la distribución exclusivamente como automatización de alimentador (*Feeder Automation* - FA). En el contexto de este trabajo de tesis se manejó el segundo criterio, por lo que los dos términos (DA y FA) se emplearon para hacer mención a un mismo concepto.

Tradicionalmente las maniobras de operación y búsqueda de fallas han sido realizadas manualmente por los grupos de trabajo de campo, lo que extiende los tiempos de interrupción. Estas tareas pueden ser efectuadas de manera automática mediante la implementación de aplicaciones de FA. La automatización de alimentador (FA) requiere la instalación de dispositivos inteligentes (reconectadores, seccionadores, bancos de capacitores, reguladores de tensión, indicadores de circuito fallado, etc.) en diferentes puntos de la red de distribución. Las aplicaciones de FA pueden ser primarias (monitoreo y control remoto) o avanzadas (FLISR, Volt/Var Control, Reconfiguración Óptima, etc.). Las aplicaciones avanzadas requieren la implementación de inteligencia de alimentador.



La función avanzada FLISR localiza y aísla una falla, y luego restablece el servicio automáticamente, y a la máxima brevedad, a la mayor cantidad de consumidores como sea posible, mientras los grupos de trabajo de campo realizan las reparaciones necesarias. Esta función DA permite la creación de una red “auto-curativa” (*self-healing*<sup>103</sup>), que es una de las características más importantes de las redes inteligentes. La inteligencia FLISR establece un plan de maniobras para re-energizar las secciones de un circuito que han sido des-energizadas debido a una falla permanente en el alimentador. Una vez que el plan de maniobras es determinado, FLISR lo puede ejecutar automáticamente en menos de un minuto a partir de la ocurrencia de la falla. Esto requiere la aplicación de equipo de seccionamiento controlado remotamente, inteligencia de control y sistemas de comunicaciones.

Dependiendo de la ubicación de la inteligencia, la arquitectura para DA o FA tiene cuatro categorías principales: inteligencia local, inteligencia distribuida, inteligencia central e inteligencia de subestación. La arquitectura centralizada proporciona mayor escalabilidad y funcionalidad a través de aplicaciones avanzadas de FA como FLISR y VVO basadas en la topología completa de la red de distribución. Sin embargo, su costo inicial es elevado por lo que para implementaciones a baja escala puede ser prohibitivo. Además, comparado con las otras arquitecturas, su nivel de complejidad es alto y los tiempos de respuesta menores. Por lo tanto, la mayoría de las soluciones prácticas son una combinación de al menos dos de estas cuatro categorías<sup>104</sup>. Una alternativa viable es la arquitectura basada en subestaciones. Este esquema aprovecha los sistemas de automatización de subestación (SAS) para extender el control hacia los alimentadores y mitigar los riesgos de indisponibilidad de las comunicaciones desde el centro de control<sup>105</sup>.

---

<sup>103</sup> En analogía a la función inmunológica del cuerpo humano, la auto-recuperación o literalmente auto-curación (*self-healing*) proporciona resistencia a la red eléctrica permitiéndole mitigar cualquier riesgo (falla) interno o externo.

<sup>104</sup> Uluski, R; “*Distribution Management Systems*”; Electric Power Research Institute – EPRI; Cleveland – Ohio; Julio, 2011.

<sup>105</sup> Quanta Technology, LLC; “*Planificación y Automatización de la Distribución*”; Reporte Final, documento 12D030-RPT-4; Febrero, 2014.



### 10.1.2. Desde la perspectiva práctica

En el ámbito nacional, el sector de la energía eléctrica ha volcado un esfuerzo notable en la expansión y modernización de la distribución. Las compañías distribuidoras de electricidad están ejecutando una serie de iniciativas para mejorar sus prácticas de gestión de la operación de los sistemas eléctricos de distribución. A nivel tecnológico, estas iniciativas son llevadas a la práctica mediante el despliegue de herramientas de apoyo a la operación de la red de distribución, tales como sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), DMS (*Distribution Management System*), OMS (*Outage Management System*), y en menor escala la implantación de proyectos de DA (*Distribution Automation*).

La Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. ha sido una de las pioneras en este tipo de iniciativas en el Ecuador, con varias intervenciones en este aspecto. Así, esta distribuidora se ha apoyado en recursos tecnológicos del estado del arte para la operación de sistemas de distribución para implementar los siguientes sistemas:

- Sistema SCADA/DMS/OMS
- Sistemas de Automatización de Subestaciones (*Substation Automation System - SAS*)
- Equipamiento inteligente de distribución (reconectores y reguladores de tensión)
- Sistema de monitoreo y control remoto del equipamiento inteligente de distribución

Estos sistemas han instaurado un nivel primario de automatización, esto es el “control remoto manual”<sup>106</sup> del Sistema Eléctrico de Potencia de esta empresa distribuidora. Sin embargo, su principal aporte ha sido la expansión de este nivel de automatización a todos los componentes del sistema, originalmente a las subestaciones y la subtransmisión, y finalmente a la distribución. Inicialmente, con la instalación del sistema SCADA para el Centro de Control y la incorporación de sistemas RTU (*Remote Terminal*

---

<sup>106</sup> Ver capítulo 3.





*Unit*), IED (*Intelligent Electronic Device*) y posteriormente SAS (*Substation Automation System*) para las subestaciones, el sistema eléctrico fue dotado con el nivel funcional primario de la automatización (“control remoto manual”), que se complementó con la “automatización local” de bahía proporcionada por los IED.

Paralelamente, la red de media tensión de distribución fue reforzada con el despliegue de reconectadores trifásicos y monofásicos y reguladores de tensión de línea, que en una primera instancia aportaron con “automatización local” a nivel de red de distribución. Luego, con la implantación de un sistema de monitoreo y control remoto de estos dispositivos, el nivel primario de automatización (“control remoto manual”) fue extendido a la distribución, homogenizando la automatización del Sistema Eléctrico de Potencia completo.

A través del presente trabajo de tesis, se diseñó e implementó un sistema piloto de automatización de alimentador con la función avanzada FLISR. El sistema fue aplicado a la red de distribución de CENTROSUR para la localización y aislamiento de una falla, y la restauración del servicio, todo ejecutado automáticamente por la inteligencia FLISR, sin intervención humana. Esta inteligencia permitirá al sistema volverse auto-cicatrizante (*self - healing*).

El diseño del sistema de automatización se fundamentó en una arquitectura basada en subestación. Así, la inteligencia FLISR fue desarrollada mediante un conjunto de algoritmos que residen y se ejecutan en el controlador maestro de una subestación. Sin embargo, estos algoritmos FLISR también son aplicables a una arquitectura centralizada. Los algoritmos localizan y aíslan una falla, y luego determinan y seleccionan las opciones óptimas de restauración según el criterio de restaurar la mayor carga posible desde varias fuentes disponibles, manteniendo el balance de carga entre estas fuentes. El diseño se fundamentó en el desarrollo de algoritmos dinámicos que utilizan la topología del sistema y otra información en tiempo real para adaptarse a cualquier topología de la red eléctrica de distribución y generar



toda la lógica de control para localización, aislamiento, restauración y reconfiguración automática del sistema.

El sistema se implementó en un área piloto conformada por dos alimentadores de 22 kV de la red de distribución administrada por la CENTROSUR. Los dos circuitos primarios están equipados con un reconectador y medio cada uno, por lo que el sistema automatizado está conformado por cinco equipos inteligentes de seccionamiento, incluyendo los interruptores de circuito en la cabecera de los alimentadores. Estos alimentadores pertenecen a una subestación equipada con un SAS (*Substation Automation System*), en cuyo servidor de estación se implementó el controlador maestro FLISR. Los algoritmos de este controlador maestro fueron desarrollados mediante un conjunto de programas escritos en el lenguaje estructurado de alto nivel SCIL (*Supervisory Control Implementation Language*). La funcionalidad del sistema de automatización fue verificada, a través de protocolos de prueba, en un entorno de simulación y un entorno de laboratorio. En el entorno de simulación, implantado en el mismo controlador maestro, se ejecutó una comprobación exhaustiva de la inteligencia FLISR implementada, a través de dieciséis escenarios de prueba. Mediante el entorno de laboratorio se verificó, además de los algoritmos, la ejecución de la reconfiguración automática del sistema a través de comandos de control sobre un sistema de equipos inteligentes de seccionamiento ensamblados en laboratorio. Los comandos de control fueron enviados a través del sistema de comunicaciones entre la subestación 14 y el laboratorio ubicado en el edificio administrativo en la ciudad de Cuenca.

Desde el punto de vista conceptual, este trabajo de tesis incorporó la capacidad de “control remoto automático” de la red de distribución, convirtiéndose en la primera incursión en la Automatización Avanzada de la Distribución en el país. Consideramos que este trabajo no solo expande la habilidad de monitoreo y control remoto de la distribución, sino que principalmente transforma la concepción de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, pasando de una operación manual a una automática, sin intervención humana. Esto nos encamina hacia un sistema de



distribución inteligente, más confiable y eficiente. El objetivo final, será el suministro de energía eléctrica de alta calidad, acorde con los nuevos y exigentes requerimientos energéticos de la sociedad actual.

## 10.2.RECOMENDACIONES

El sistema piloto de automatización de alimentador implementado en este trabajo buscó establecer un esquema de automatización FLISR completamente funcional y efectivo mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente en la compañía de distribución. Además, el sistema fue diseñado para ser flexible y adaptable a las necesidades futuras del sistema eléctrico de distribución. Desde el punto de vista funcional, consideramos que aún se puede incorporar mejoras al sistema implantado, por lo que a continuación exponemos algunos criterios a manera de recomendaciones para trabajos futuros.

En general, la reconfiguración por FLISR trata de mantener la coordinación de protecciones del sistema. Sin embargo, esto no siempre será posible para todos los escenarios de reconfiguración de la red de distribución. En estos casos, se requiere que el sistema de protecciones sea adaptativo. Esta característica permite que los ajustes de protecciones de los equipos inteligentes de alimentador (como los reconectores) sean modificados en función de las nuevas condiciones del sistema cuando opera la automatización FLISR. Así, los nuevos ajustes del alimentador utilizado para la restauración deben ser menos sensitivos para tolerar la carga adicional transferida y además considerar flujos de potencia inversos. Cuando el sistema retorna a las condiciones normales de operación, los dispositivos inteligentes del alimentador cambiarán a los ajustes de protección originales. Esta adaptación del esquema de protecciones requiere de la disponibilidad de un conjunto de ajustes pre-configurados en el IED asociado a cada dispositivo de campo. Así, la inteligencia FLISR activará automáticamente un determinado grupo de ajustes de protecciones en cada equipo de la red de distribución en función de la nueva configuración del sistema. Luego, cuando el sistema es normalizado, el grupo de ajustes original de cada equipo de distribución será re-activado.



Por otro lado, una de las premisas de diseño de la arquitectura del sistema de automatización de alimentador fue la distribución de la inteligencia en las subestaciones. Así, la solución implantada permite a cada subestación monitorear y controlar el equipamiento inteligente de seccionamiento de sus correspondientes alimentadores. Además, aquellos equipos de enlace normalmente abiertos pueden interconectar circuitos primarios de diferentes subestaciones. Esta configuración de la red de distribución requerirá que la inteligencia FLISR pueda restaurar el servicio desde diversas subestaciones. Por lo tanto, la topología ingresada al algoritmo FLISR de una subestación debe incluir la información en tiempo real de los dispositivos de campo de sus propios alimentadores, y también la información de las otras subestaciones que intervienen en la automatización. Esta funcionalidad requiere del intercambio de información directamente entre las subestaciones a través de algún esquema de comunicación. Una alternativa es establecer un mecanismo maestro – esclavo, mediante DNP3 o IEC60870-5-101/104, entre cada subestación. Así, para un sistema con “N” subestaciones, se requieren “2N” canales de comunicación maestro - esclavo. Este esquema tiene una baja escalabilidad. Por otro lado, las comunicaciones *peer-to-peer* entre los controladores maestros de cada subestación establecen un único canal por subestación. Esta es una solución más eficiente. Particularmente, el estándar IEC61850 está ampliando su ámbito para normalizar las comunicaciones fuera de la subestación, lo que incluye las comunicaciones entre éstas.

Finalmente, el algoritmo de restauración de la inteligencia FLISR fue diseñado para determinar las rutas de restauración más apropiadas de acuerdo al criterio de restaurar tanta carga como sea posible a partir de varias fuentes y mantener el balance de carga en cada ruta y fuente de restauración. Esto evita sobrecargar un solo alimentador y previene el incremento de las pérdidas de energía de ese circuito. Para esto, el algoritmo analiza únicamente los límites de capacidad de las fuentes y equipos de seccionamiento en el circuito de restauración para establecer si la carga adicional puede ser transferida a una determinada subestación. Sin embargo, este diseño puede ser ampliado para incorporar otros criterios



para la restauración del servicio. Por ejemplo, se podrá incluir ciertas restricciones operativas como preservar el nivel de tensión dentro del margen permitido, reducir el número de operaciones del equipamiento, reducir las pérdidas de energía o mantener la coordinación del esquema de protecciones.



# ANEXO A

## LISTADO DE SEÑALES DE LOS RECONECTADORES TIPO A Y B INTEGRADOS AL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR

### A.1. LISTADO DE SEÑALES DE RECONECTADORES TIPO A

#### A.1.1. Señales digitales de entrada

SEÑALES DIGITALES DE ENTRADA		
Señal	Estado Activo	Estado Pasivo
RECONECTADOR	CERRADO	ABIERTO
LR	LOCAL	REMOTO
SOBRECARR FASE	ALARMA	NORMAL
SOBRECARR NEUTRO	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L1	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L2	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L3	ALARMA	NORMAL
RECIERRE BLOQUEADO	ALARMA	NORMAL
PROTECC TIERRA	ALARMA	NORMAL
RECIERRE BLOQ MAN	ALARMA	NORMAL
ALT1 / PROTECC BLOQ	ACTIVO	INACTIVO
SETTING ALT 2	ACTIVO	INACTIVO
FALLA IED	NORMAL	ALARMA
FALLA BATERIAS	ALARMA	NORMAL
FALLA CANAL COMUNICA	NORMAL	ALARMA

**A.1.2. Señales digitales de salida**

<b>SEÑALES DIGITALES DE SALIDA</b>		
<b>Señal</b>	<b>Estado Activo</b>	<b>Estado Pasivo</b>
MANDO RECONECTADOR	CERRAR	ABRIR
PROTECC TIERRA	BLOQUEAR	DESBLOQUEAR
RECIERRE	BLOQUEAR	DESBLOQUEAR
RESET LEDS	RESETEAR	-
ALT1/PROTECC	DESACTIVAR	ACTIVAR
SETTINGS ALT2	ACTIVAR	DESACTIVAR

**A.1.3. Señales analógicas de entrada**

<b>SEÑALES ANALÓGICAS DE ENTRADA</b>	
<b>Señal</b>	<b>Unidad</b>
IA	A
IB	A
IC	A
IN	A
VAB	kV
VBC	kV
VCA	kV
P TRIFASICA	kW
Q TRIFASICA	kVAr
FRECUENCIA	Hz
FACTOR POTENCIA	-

**A.2. LISTADO DE SEÑALES DE RECONECTADORES TIPO B****A.2.1. Señales digitales de entrada**

<b>SEÑALES DIGITALES DE ENTRADA</b>		
<b>Señal</b>	<b>Estado Activo</b>	<b>Estado Pasivo</b>
RECONECTADOR	CERRADO	ABIERTO
LR	LOCAL	REMOTO
SOBRECARR FASE	ALARMA	NORMAL
SOBRECARR NEUTRO	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L1	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L2	ALARMA	NORMAL
FALLA FASE L3	ALARMA	NORMAL
RECIERRE BLOQUEADO	ALARMA	NORMAL
G2 / PROTECC BLOQ	ALARMA	NORMAL
PROTECC TIERRA	ALARMA	NORMAL
RECIERRE EN SERVICIO	NORMAL	ALARMA
PROTECC RAPIDA	ALARMA	NORMAL
BLOQUEO MEC CIERRE	ALARMA	NORMAL
LOV BLOQUEADO	ALARMA	NORMAL
G1 / PROTECC ACTIVAS	ACTIVO	INACTIVO
PARAMETROS G3	ACTIVO	INACTIVO
PARAMETROS G4	ACTIVO	INACTIVO
FALLA IED	NORMAL	ALARMA
ALIMENTACION OK	ALARMA	NORMAL
FALLA BATERIAS	ALARMA	NORMAL
PRECAUCION BATERIAS	ALARMA	NORMAL
FALLA CAPACITORES	ALARMA	NORMAL
PARAMETROS G5	ACTIVO	INACTIVO
PARAMETROS G6	ACTIVO	INACTIVO
PARAMETROS G7	ACTIVO	INACTIVO
PARAMETROS G8	ACTIVO	INACTIVO
FALLA CANAL COMUNICA	NORMAL	ALARMA



**A.2.2. Señales digitales de salida**

<b>SEÑALES DIGITALES DE SALIDA</b>		
<b>Señal</b>	<b>Estado Activo</b>	<b>Estado Pasivo</b>
MANDO RECONECTADOR	CERRAR	ABRIR
PROTECC TIERRA	BLOQUEAR	DESBLOQUEAR
RECIERRE	DESBLOQUEAR	BLOQUEAR
RESET LEDS	RESETEAR	-
G1 / ACTIVA PROT	VALIDAR	-
G2 / BLOQUEO PROT	VALIDAR	-
GRUPO 3	ACTIVAR	-
GRUPO 4	ACTIVAR	-
PROTECC RAPIDA	BLOQUEAR	DESBLOQUEAR
BLOQUEO LOV	BLOQUEAR	DESBLOQUEAR
PROBAR BATERIAS	ACTIVAR	DESACTIVAR
GRUPO 5	ACTIVAR	-
GRUPO 6	ACTIVAR	-
GRUPO 7	ACTIVAR	-
GRUPO 8	ACTIVAR	-

**A.2.3. Señales analógicas de entrada**

<b>SEÑALES ANALÓGICAS DE ENTRADA</b>	
<b>Señal</b>	<b>Unidad</b>
IA	A
IB	A
IC	A
IN	A
VAB	kV
VBC	kV
VCA	kV
P TRIFASICA	kW
Q TRIFASICA	kVAr
FRECUENCIA	Hz
FACTOR POTENCIA	-
VXY	kV
VYZ	kV
VZX	kV

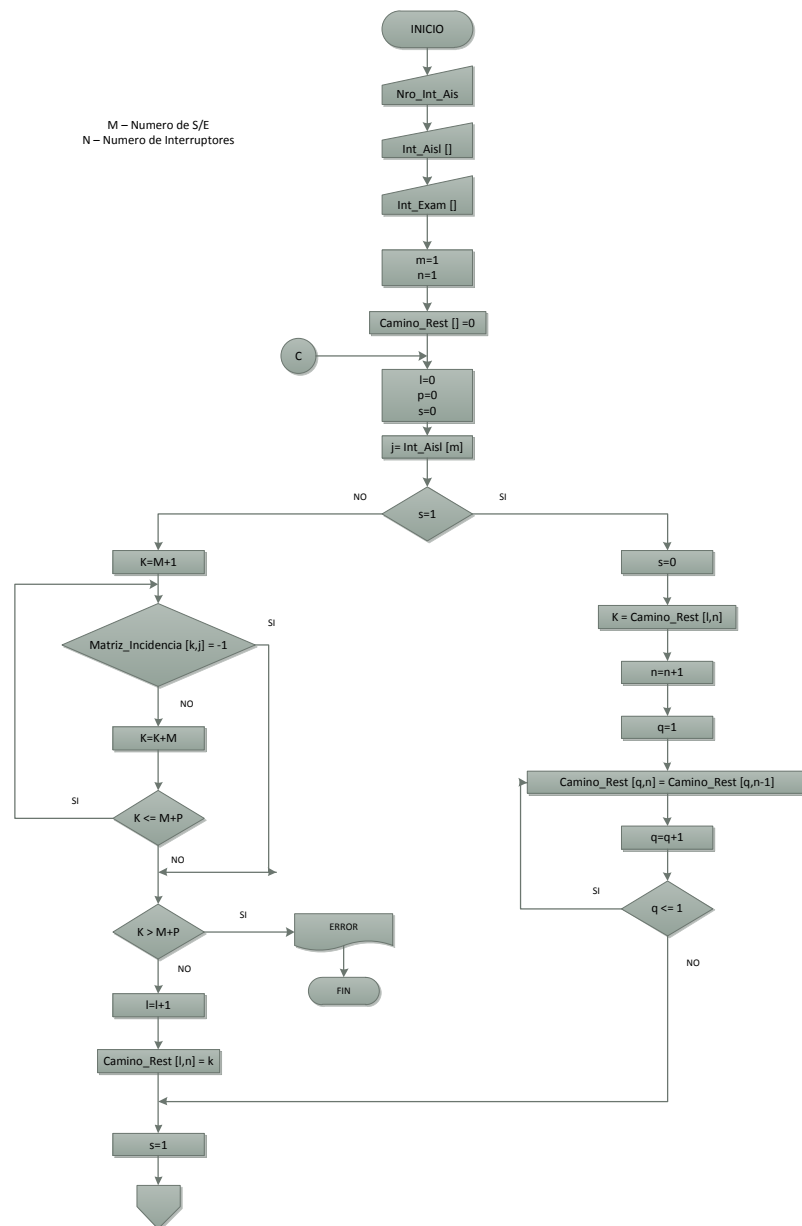




# ANEXO B

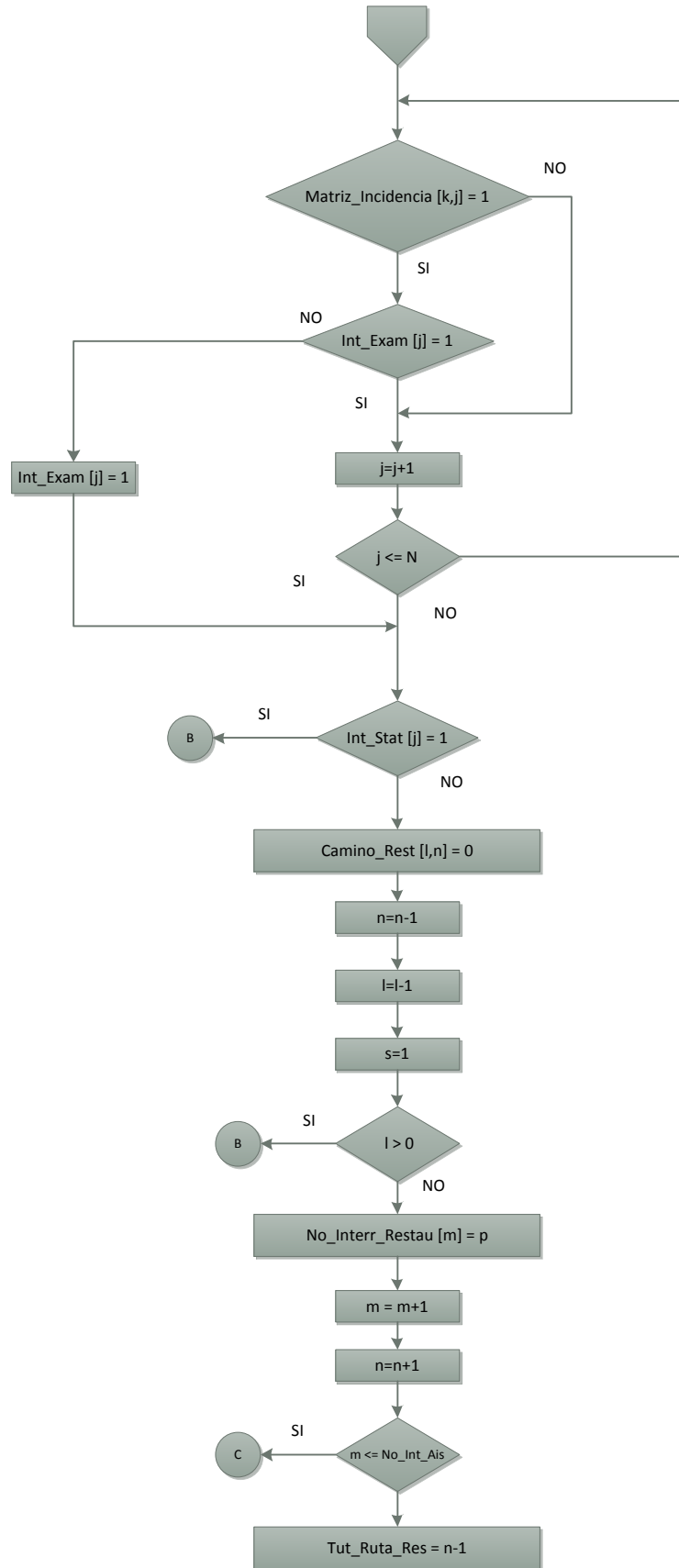
## ALGORITMOS DE INTELIGENCIA FLISR: DIAGRAMAS DE FLUJO

### B.1. BUSQUEDA CAMINO/FUENTE RESTAURACION



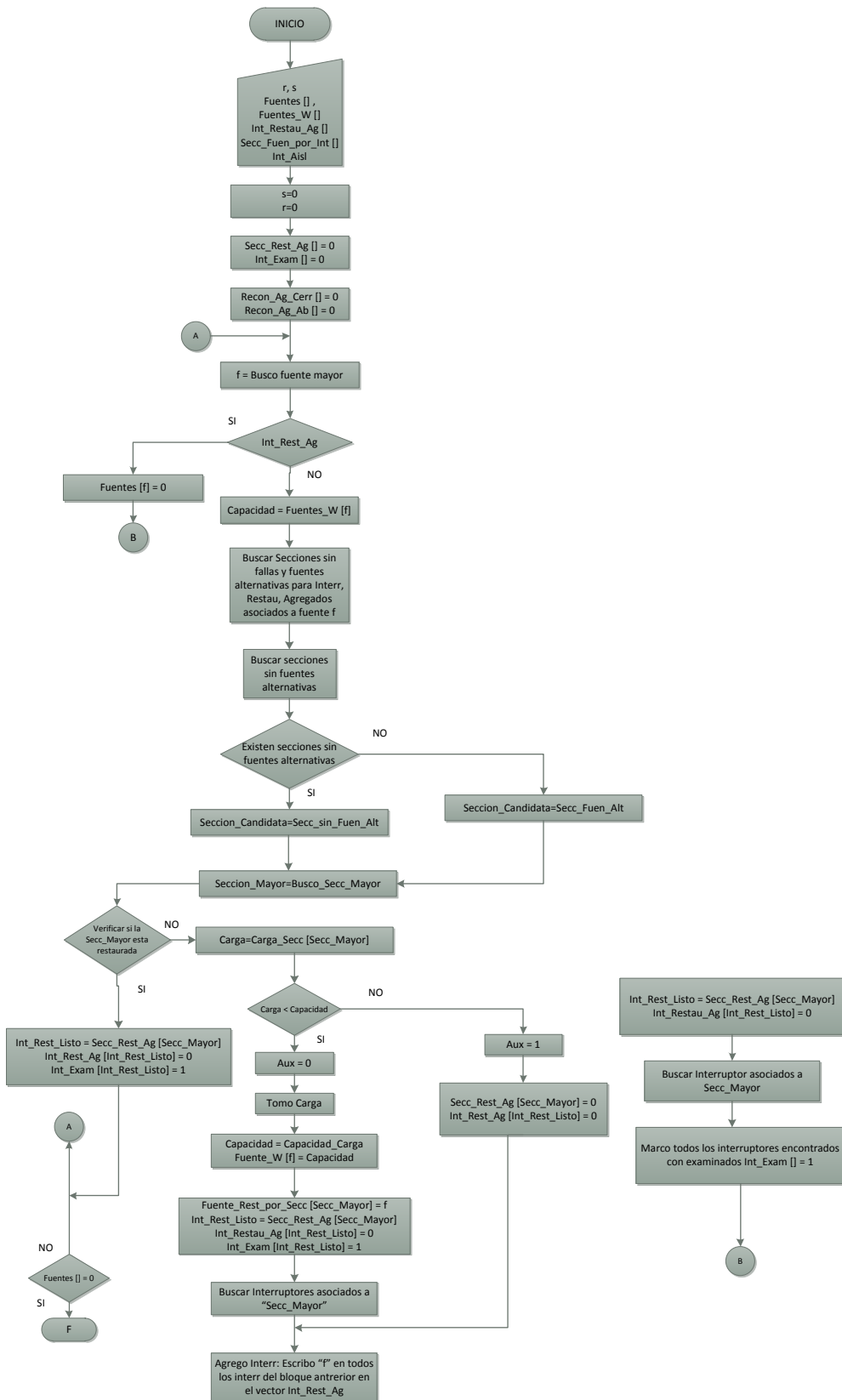


UNIVERSIDAD DE CUENCA





## B.2. RESTAURACION



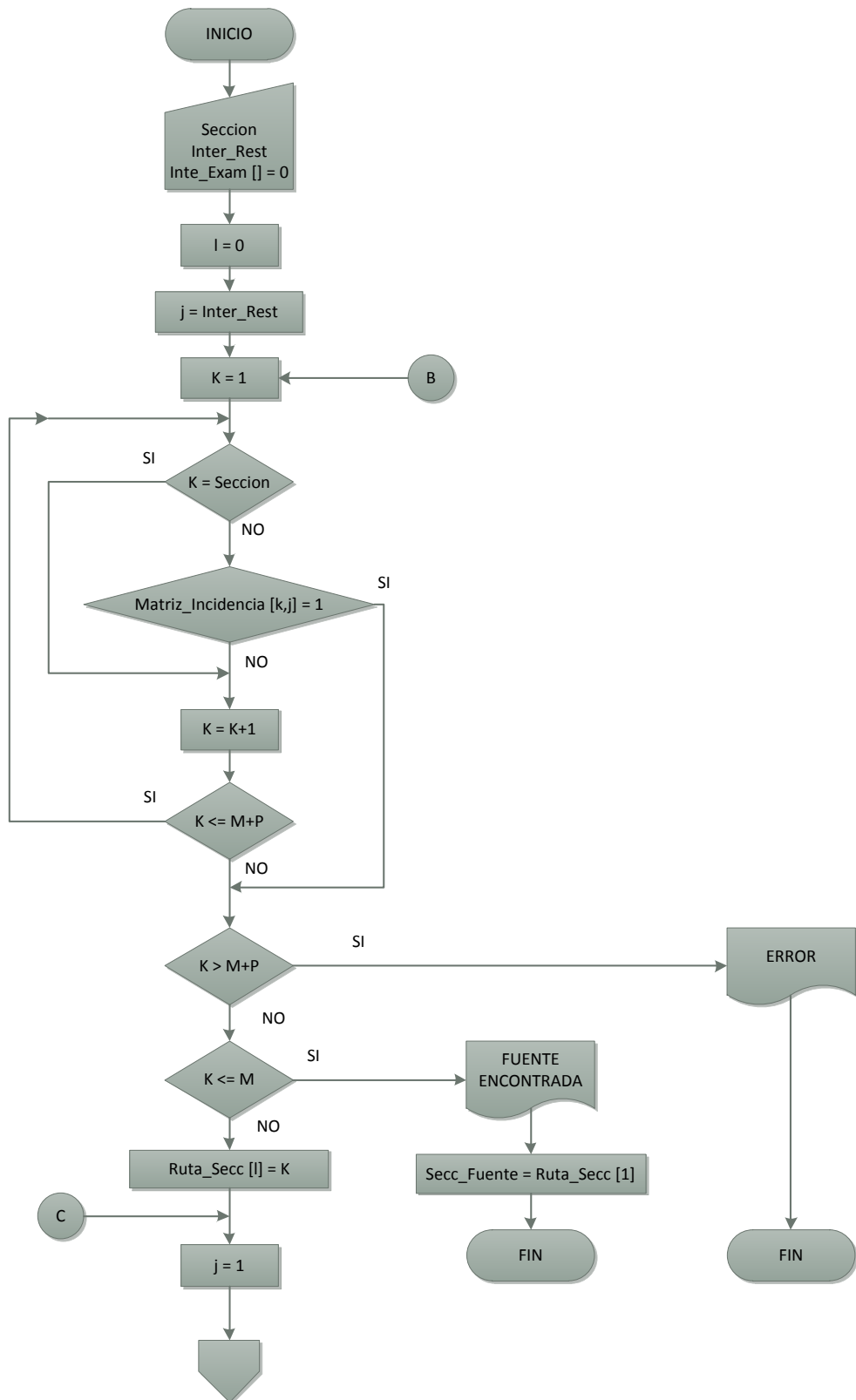


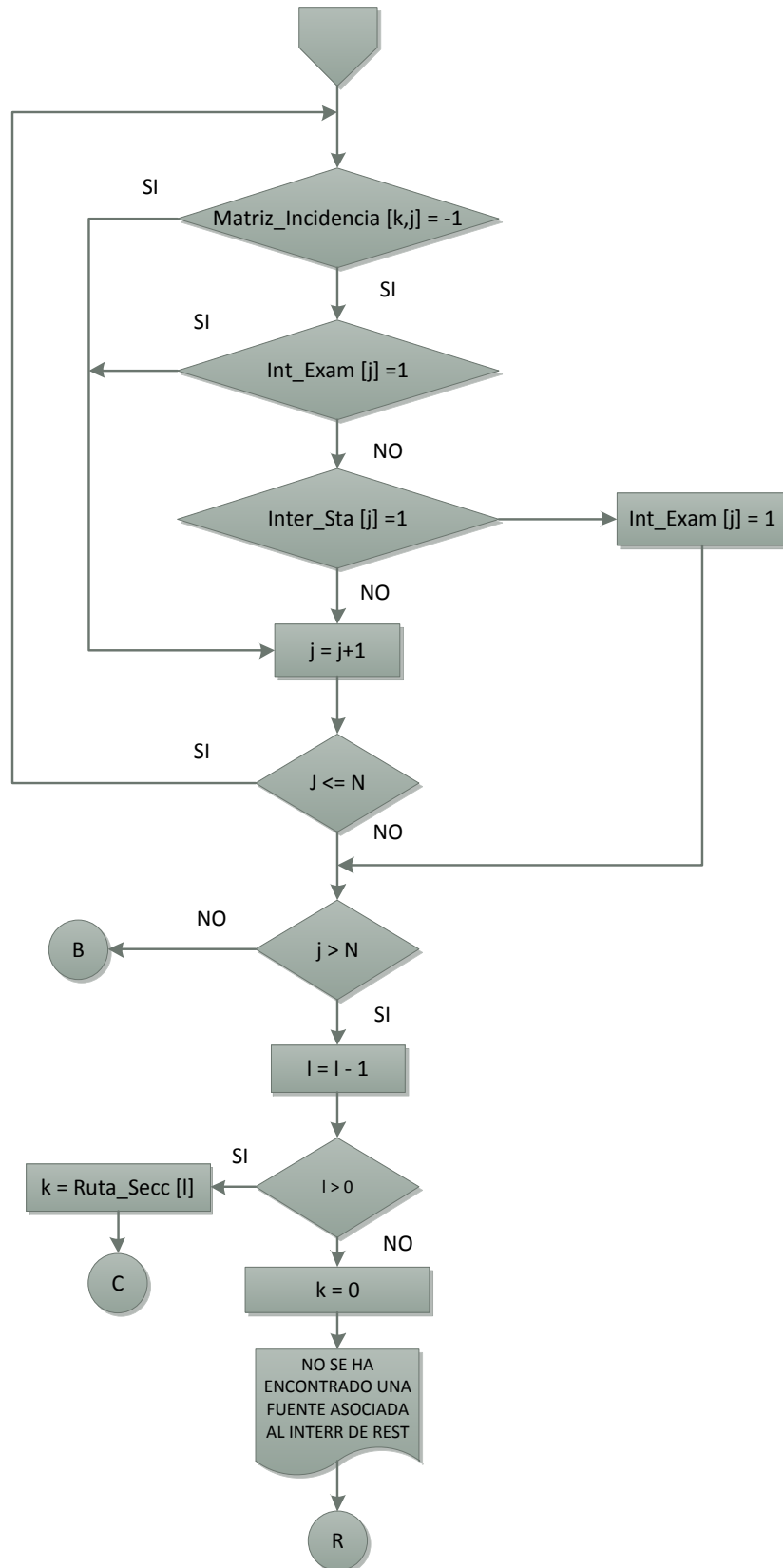
### B.3. BUSCAR MAXIMA CAPACIDAD





### B.4. BUSCO FUENTE RESTAURACION

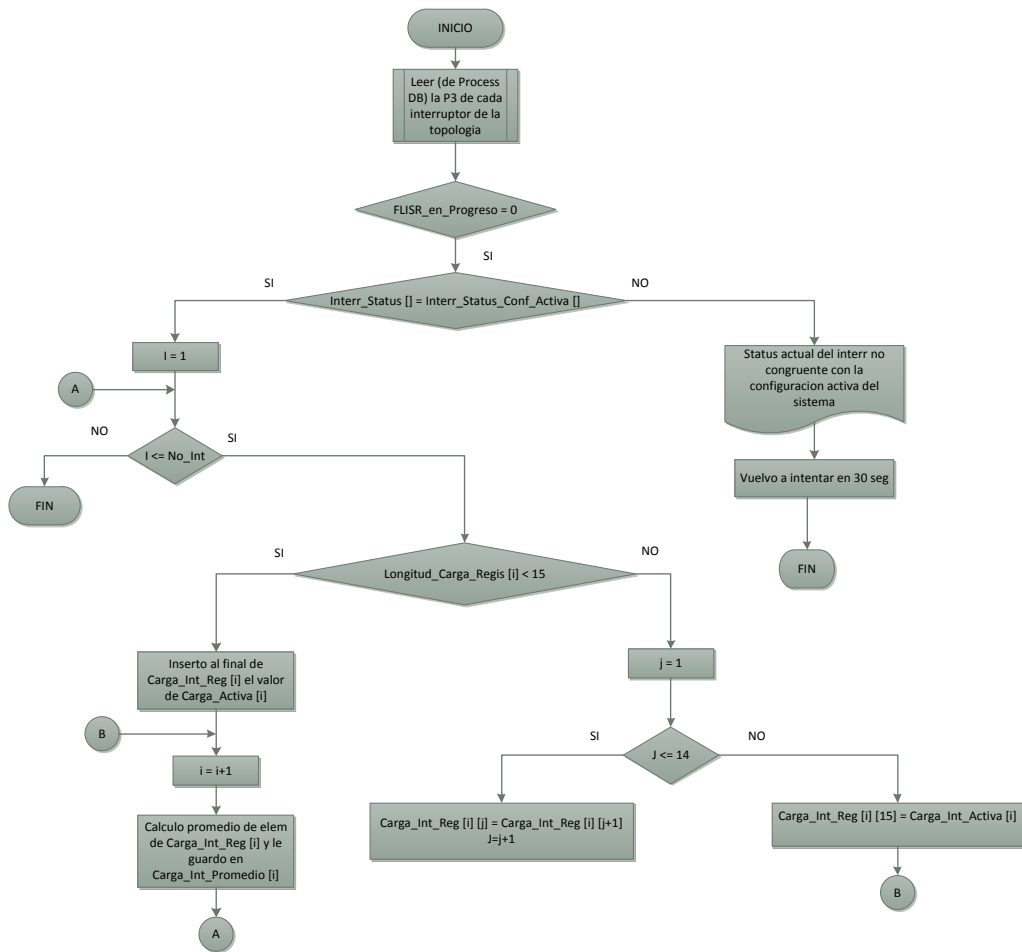




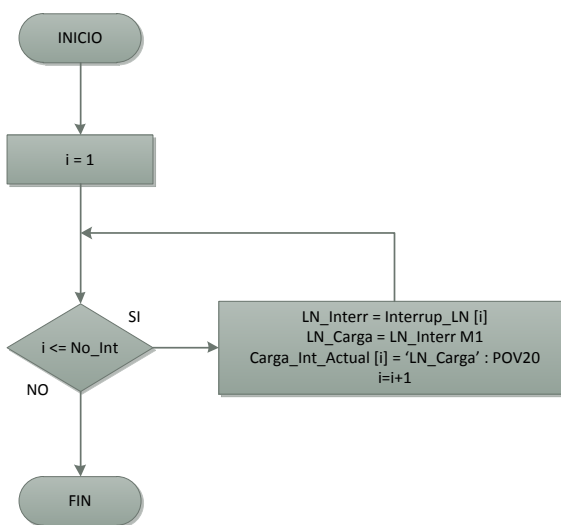




### B.5. ACTUALIZAR CARGA INTERRUPTOR PROMEDIO

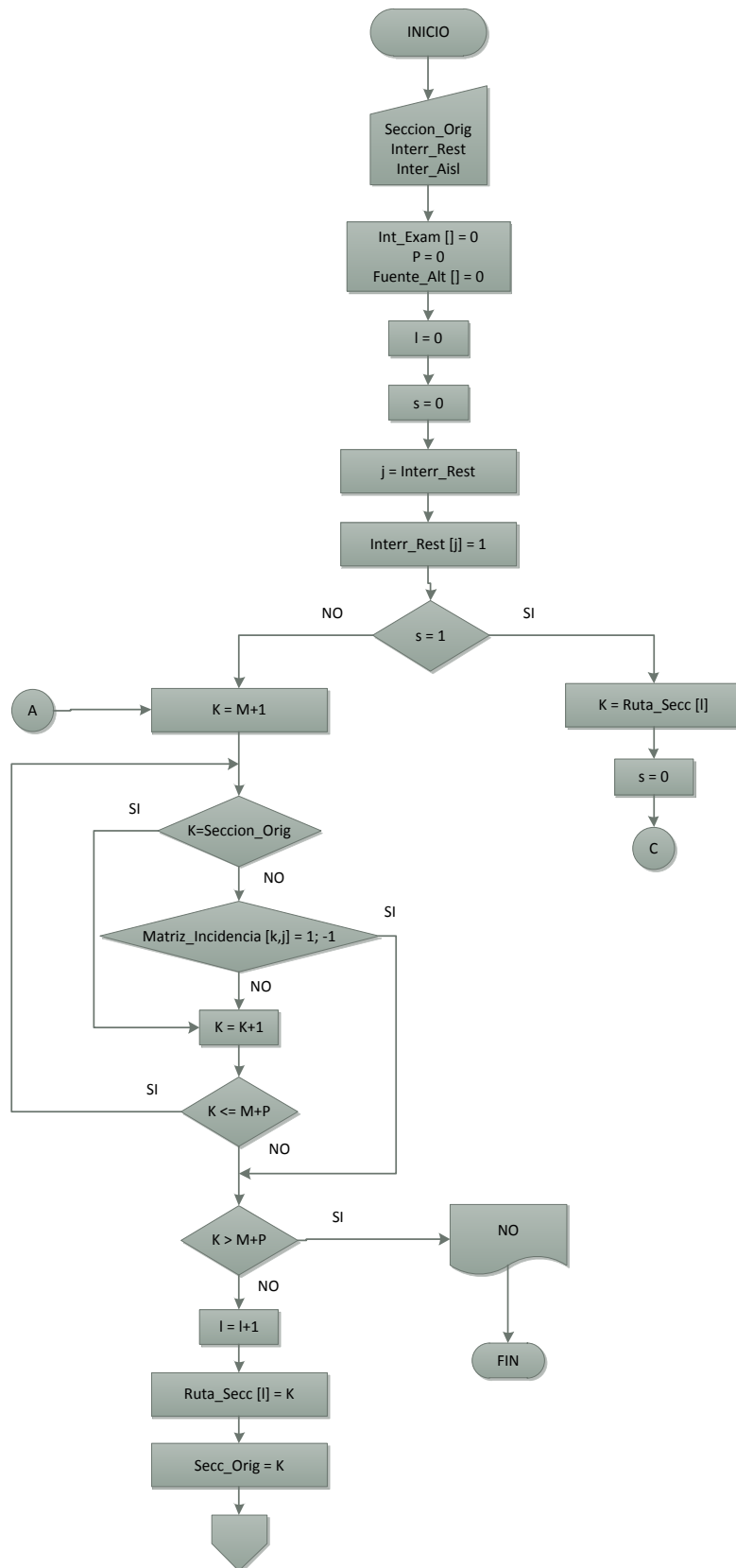


### B.6. LEER CARGA ACTUAL



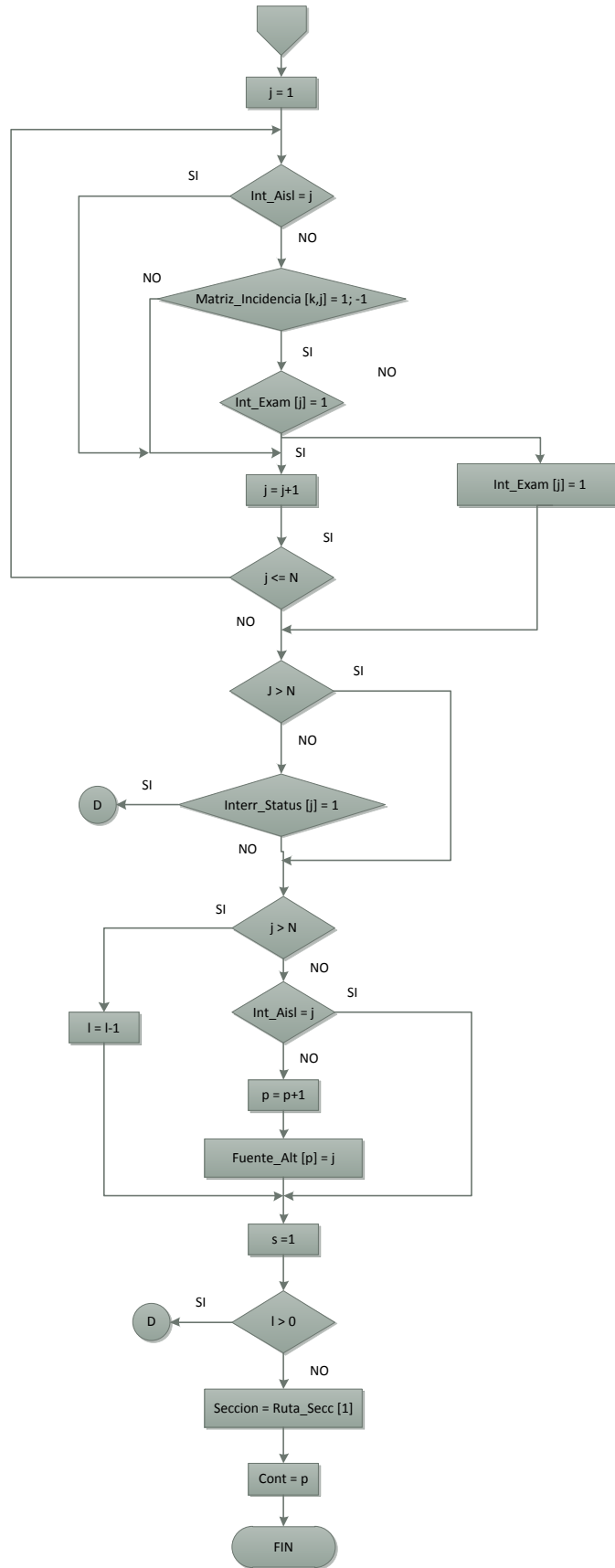


### B.7. BUSCAR SECCION Y FUENTE ALTERNATIVA



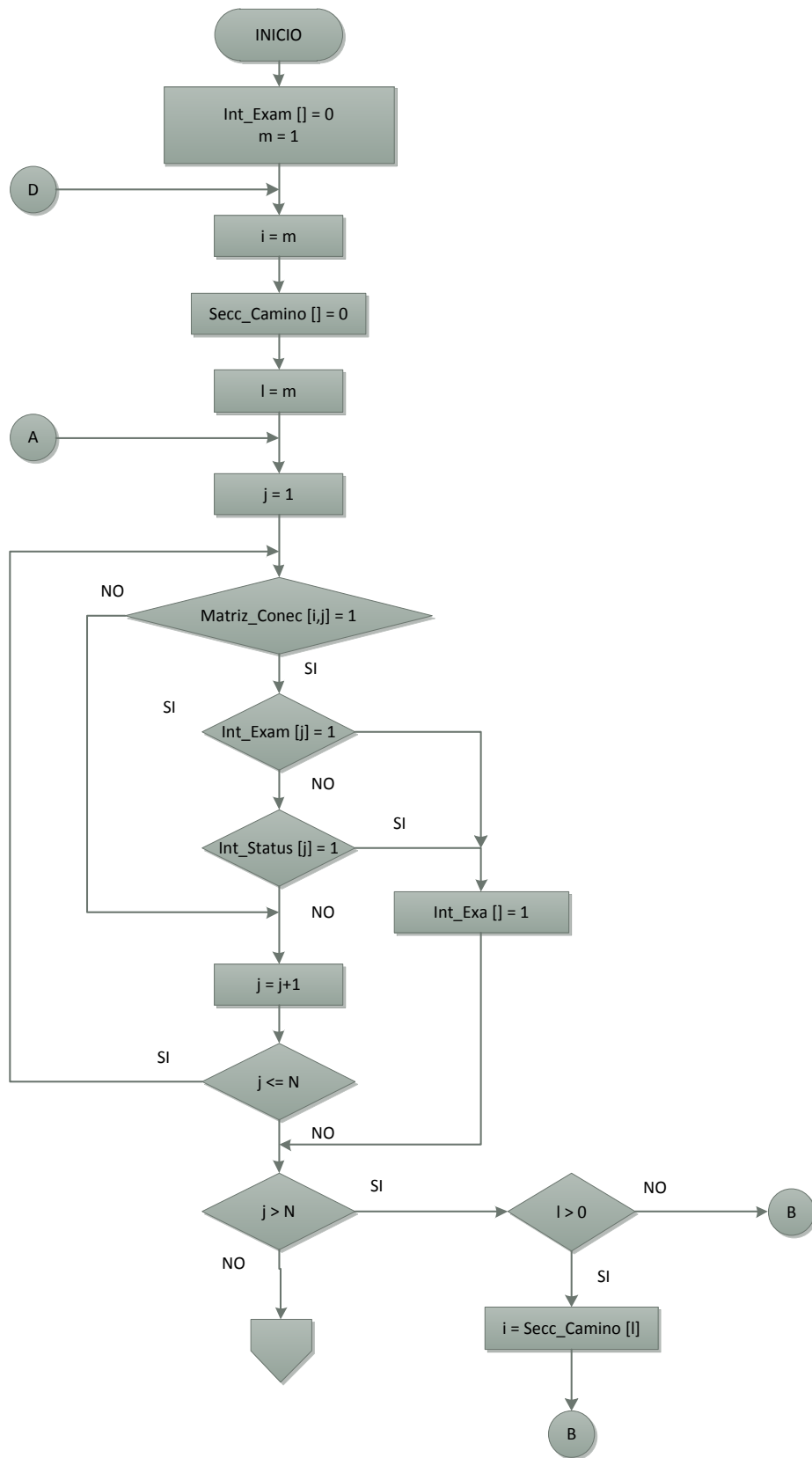


UNIVERSIDAD DE CUENCA



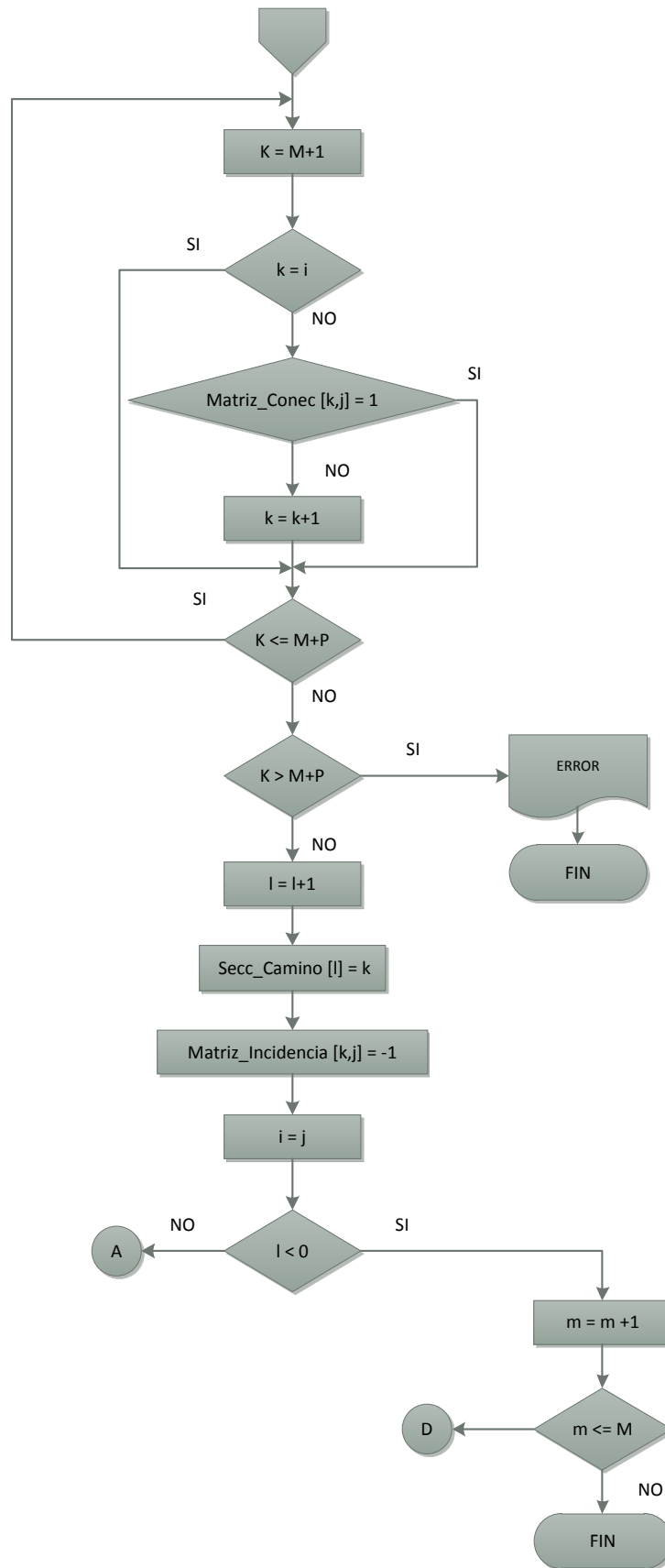


### B.8. GENERAR MATRIZ INCIDENCIA



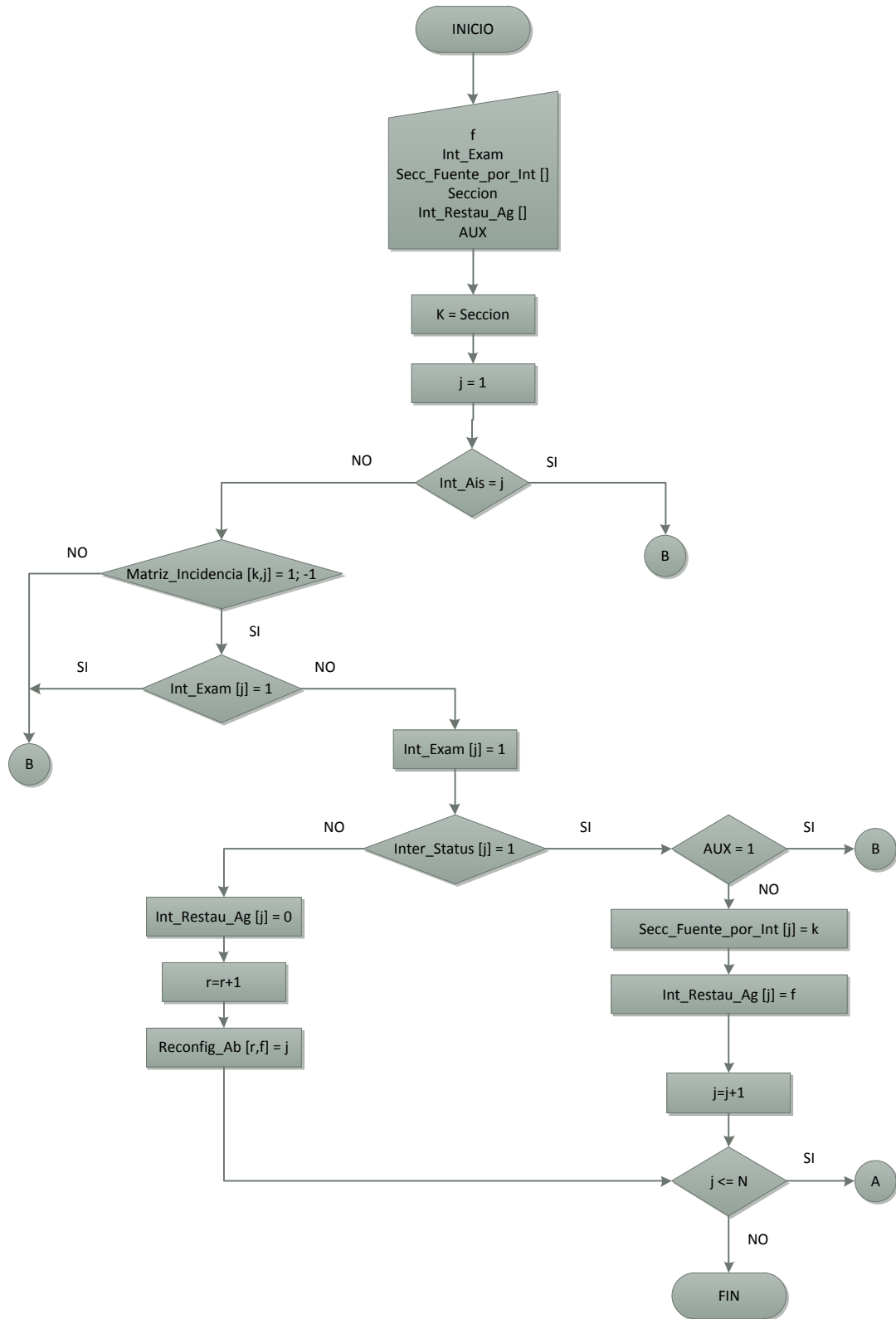


UNIVERSIDAD DE CUENCA



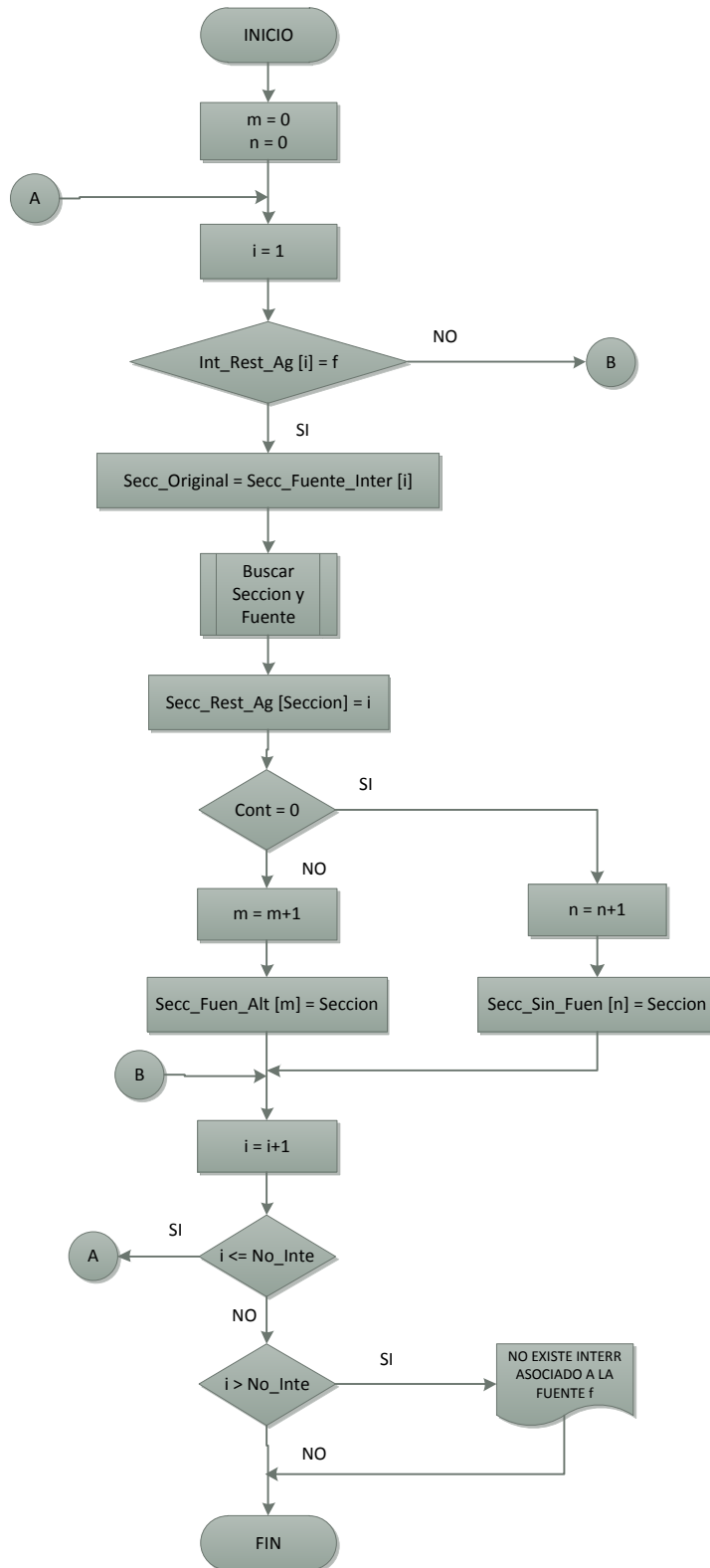


### B.9. BUSCAR INTERRUPTORES ASOCIADOS A SECCION MAYOR



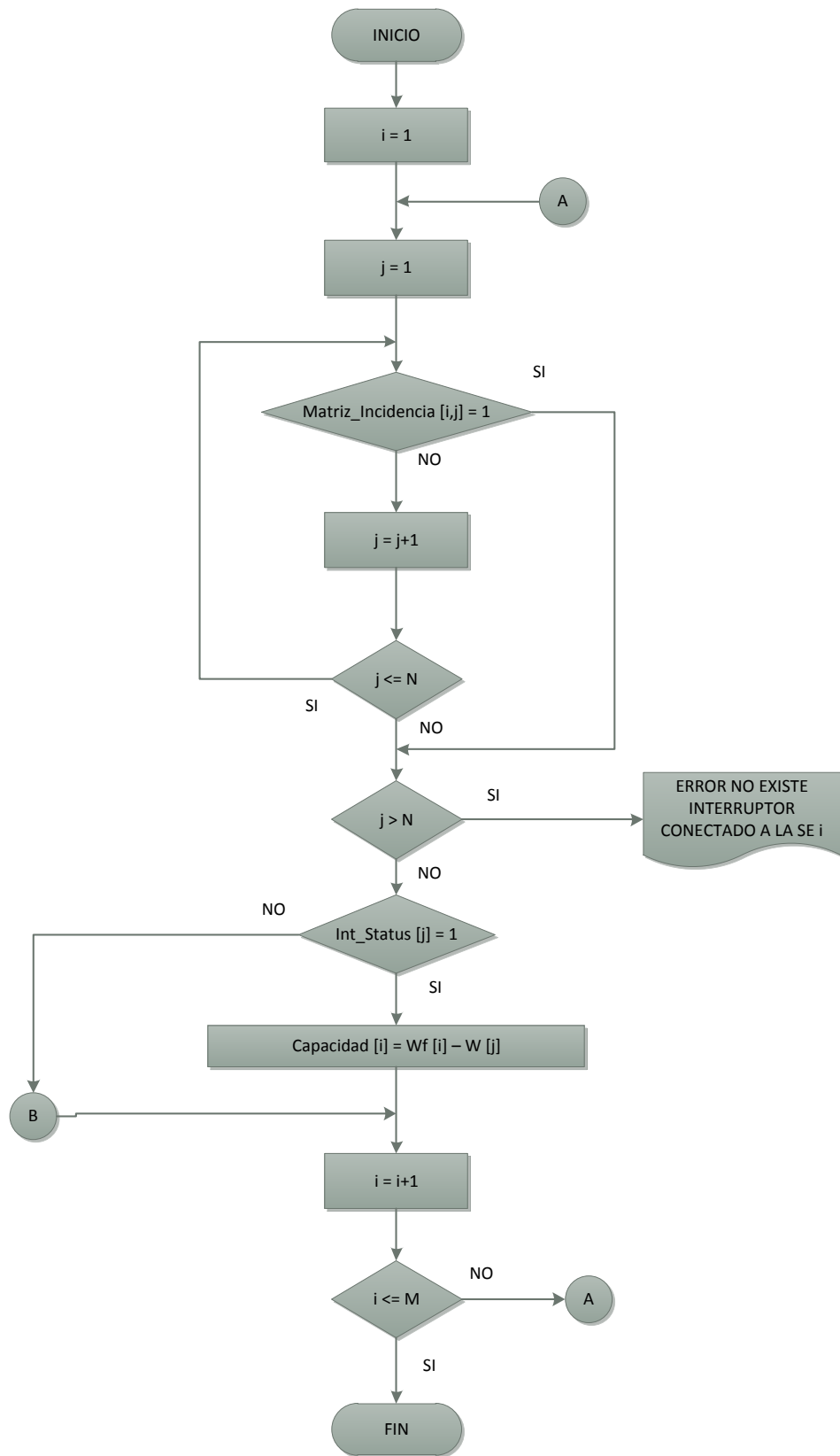


## B.10. BUSCAR SECCIONES Y FUENTES ALTERNATIVAS





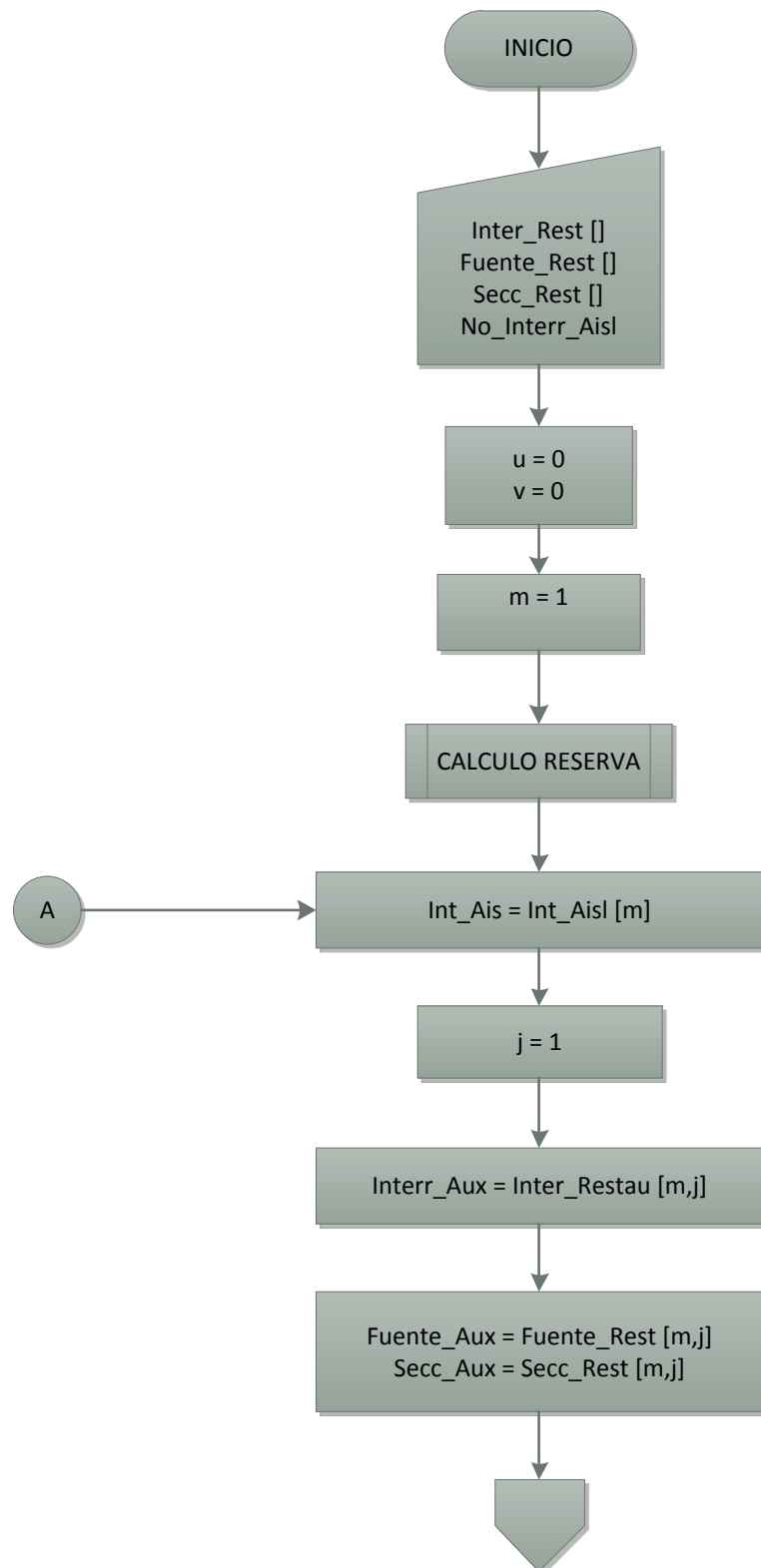
### B.11. CALCULO RESERVA

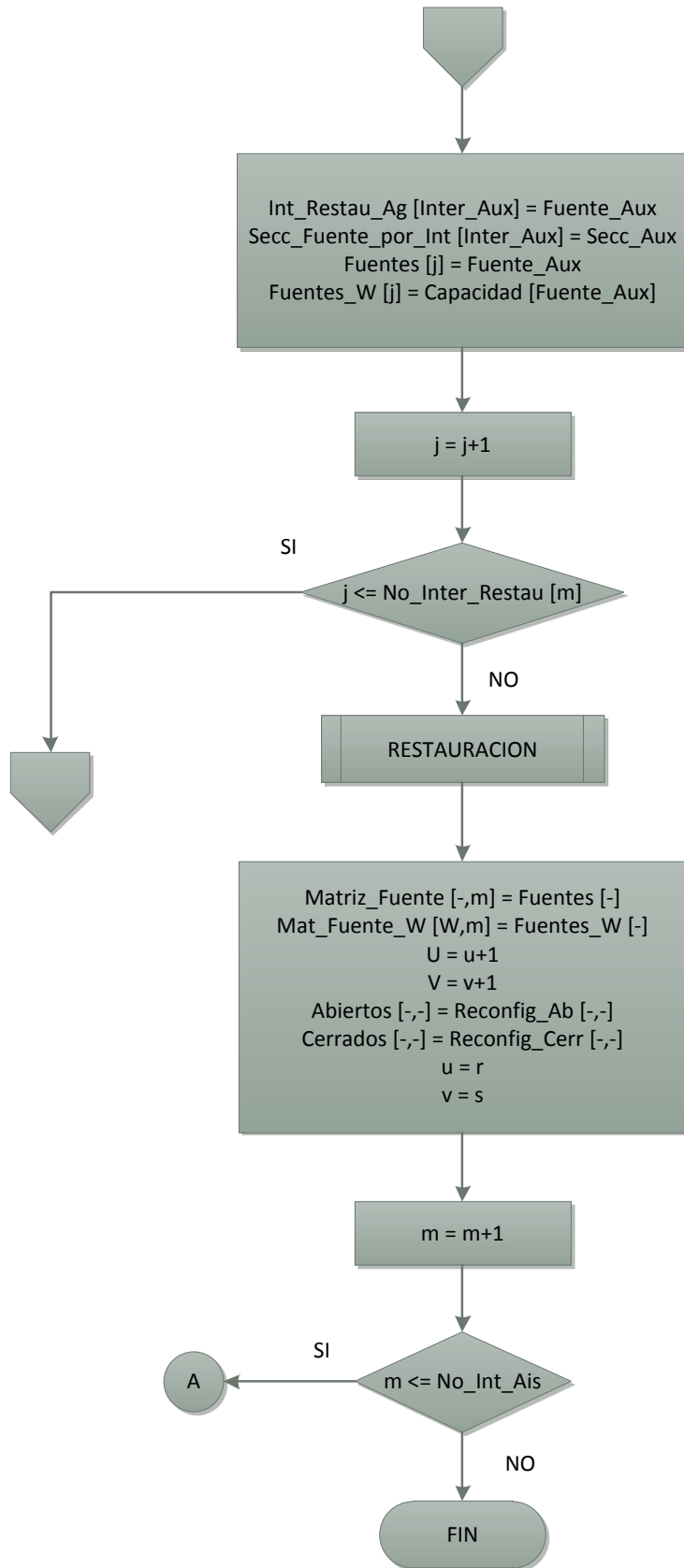






## B.12. ALGORITMO GENERAL DE RESTAURACION







# ANEXO C

## CÓDIGO FUENTE DE PROGRAMAS DE LA INTELIGENCIA FLISR DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR

### C.1. GRUPO DE PROGRAMAS “DA\_GENERAL”

#### C.1.1. ACTUALIZAR\_CARGA\_INTERRUPTORES

```
.***** PROGRAMA PARA CALCULAR LA CARGA PROMEDIO DE LOS ÚLTIMOS 15 MIN DE
; CADA INTERRUPTOR
.***** ESTE PROGRAMA ES EJECUTADO PERIODAMENTE, CADA 1 MINUTO
;
.***** POR LO TANTO, CADA 1 MINUTO SE OBTIENE EL PROMEDIO DE CARGA DE LOS 15
; MINUTOS ANTERIORES
#LOCAL I, J, LN_CARGA, SCIL_FILE, AUX
#LOCAL CARGA_INTERRUPTOR_ACTUAL = VECTOR()
#LOCAL CALCULAR_CARGA_SECCION =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CALCULAR_CARGA_SECCION.TXT")

.***** LEE VARIABLES GLOBALES DE SCIL DATABASE*****
;
.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN", "/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES")
@NO_INTERRUPTORES = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE")
@NO_SE = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC")
@NO_SECC = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_LN")
@INTERRUPTORES_LN = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_STATUS")
@INTERRUPTOR_STATUS = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA")
@MATRIZ_INCIDENCIA = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_CONECTIVIDAD")
@MATRIZ_CONECTIVIDAD = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR")
@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_INTERRUPTOR")
@CARGA_INTERRUPTOR = AUX.VALUE
AUX = DATA_MANAGER("GET", SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION")
@CARGA_SECCION = AUX.VALUE
;
.*****
;
.*** CODIGO SOLO PARA ENTORNO DE PRUEBAS. DESHABILITAR EN VERSION FINAL
;@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR = VECTOR()
;#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
; @REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I) = VECTOR()
;#LOOP_END
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

.***** LEER (DESDE LA BD DE PROCESO) LA CARGA ACTUAL DE CADA INTERRUPTOR
;
*****
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
LN_CARGA = %INTERRUPTORES_LN(I) + "M1" ;FORMO EL LOGICAL NAME PARA LEER
DATO DESDE PROCESS DATA BASE
CARGA_INTERRUPTOR_ACTUAL(I) = 'LN_CARGA':POV20
#LOOP_END
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
#IF LENGTH(%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I)) < 15 #THEN #BLOCK
@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I) = APPEND(%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I),
CARGA_INTERRUPTOR_ACTUAL(I))
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
#LOOP_WITH J=1..14
@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I)(J) = %REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I)(J+1)
#LOOP_END
@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I)(15) = CARGA_INTERRUPTOR_ACTUAL(I)
#BLOCK_END
@CARGA_INTERRUPTOR(I) = MEAN(%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I))
@CARGA_INTERRUPTOR(I) = %CARGA_INTERRUPTOR(I)(1)
#LOOP_END
#DO CALCULAR_CARGA_SECCION.TEXT ;CALCULO Y ACTUALIZO LA CARGA
MEDIA DE CADA SECCIÓN

.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
;
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR",
%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_INTERRUPTOR",
%CARGA_INTERRUPTOR)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION", %CARGA_SECCION)
.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
;
SCIL_FILE = DATA_MANAGER("CLOSE", SCIL_FILE.HANDLE)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CARGA PROMEDIO DE INTERRUPTORES CALCULADA
EXITOSAMENTE")

```

### C.1.2. ACTUALIZAR\_STATUS\_INTERRUPTORES

```

.*****
;
.*** ACTUALIZAR STATUS DE INTERRUPTORES *****
;
.*****
; ESTE PROGRAMA SE EJECUTA AUTOMÁTICAMENTE CON LOS EVENTOS DE CAMBIO DE
ESTADO
; DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS AL SISTEMA FLISR.

#LOCAL LN, IX
#LOCAL I, SCIL_FILE, AUX
#LOCAL GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA.TXT")

.***** LEE VARIABLES GLOBALES DE SCIL DATABASE*****
;
.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
@SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN", "/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES")
@NO_INTERRUPTORES = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE")
@NO_SE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC")
@NO_SECC = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_LN")
@INTERRUPTORES_LN = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_STATUS")
@INTERRUPTOR_STATUS = AUX.VALUE

```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA")
@MATRIZ_INCIDENCIA = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_CONECTIVIDAD")
@MATRIZ_CONECTIVIDAD = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA_HIS")
@MATRIZ_INCIDENCIA_HIS = AUX.VALUE
.*****
;
I=1
#LOOP %LN <> %INTERRUPTORES_LN(I) AND I<=%NO_INTERRUPTORES
  I=I+1
#LOOP_END

#IF I>%NO_INTERRUPTORES #THEN #BLOCK
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INTERRUPTOR OPERADO NO ES PARTE DE FLISR")
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
  #CASE 'LN':POV'IX'
    #WHEN 1 @INTERRUPTOR_STATUS(I) = 1 ;CERRADO
    #WHEN 2 @INTERRUPTOR_STATUS(I) = 0 ;ABIERTO
  #CASE_END
  @MATRIZ_INCIDENCIA_HIS(I) = %MATRIZ_INCIDENCIA ;RESPALDO TOPOLOGIA
  ACTUAL VISTA DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL INTERRUPTOR ACTUALIZADO
  #DO GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA.TEXT
#BLOCK_END

#CASE %RECONFIGURACION_AUTO_EN_PROGRESO
  #WHEN 1 #BLOCK
    ;@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
  #BLOCK_END
  #WHEN 0 #BLOCK
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("OPERACIÓN MANUAL NO AUTORIZADA DEL
  INTERRUPTOR "+LN)
  #BLOCK_END
  #OTHERWISE
#CASE_END
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA_HIS",
%MATRIZ_INCIDENCIA_HIS)
;***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
SCIL_FILE = DATA_MANAGER("CLOSE", %SCIL_FILE.HANDLE)

```

### C.1.3. ARRANQUE\_FLISR

```

.*****
;
.*** ARRANQUE DE APLICACION FLISR *****
.*****
;
#LOCAL GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA.TXT")
#LOCAL CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL CREA_ACTIVAR_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ACTIVAR_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL CREA_TIME_CHANNEL_CONFIRMACION_STATUS =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_TIME_CHANNEL_CONFIRMACION_STATUS.TXT")

```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

;#LOCAL SCIL_FILE
;#LOCAL AUX, I

.***** LEE VARIABLES GLOBALES DE SCIL DATABASE*****
;
.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
@SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN", "/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES")
@NO_INTERRUPTORES = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE")
@NO_SE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "SE_NOMBRE")
@SE_NOMBRE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC")
@NO_SECC = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_LN")
@INTERRUPTORES_LN = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_NOMBRE")
@INTERRUPTORES_NOMBRE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_STATUS")
@INTERRUPTOR_STATUS = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA")
@MATRIZ_INCIDENCIA = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_CONECTIVIDAD")
@MATRIZ_CONECTIVIDAD = AUX.VALUE
.*****
;

.*****
;
#DO CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES.TEXT

;INICIALIZAR MATRIZ DE INCIDENCIA HISTÓRICA
@MATRIZ_INCIDENCIA_HIS = VECTOR()
#LOOP_WITH I = 1..%NO_INTERRUPTORES
    @MATRIZ_INCIDENCIA_HIS(I) = %MATRIZ_INCIDENCIA
#LOOP_END

#DO CREA_ACTIVA_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES.TEXT
#DO CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES.TEXT
;#DO CREA_TIME_CHANNEL_CONFIRMACION_STATUS.TEXT

.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
;
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA_HIS",
%MATRIZ_INCIDENCIA_HIS)

.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
;
AUX = DATA_MANAGER("CLOSE", %SCIL_FILE.HANDLE)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("APLICACIÓN FLISR ARRANCADA EXITOSAMENTE!!!")

```

### C.1.4. CALCULAR\_CARGA\_SECCION

```

.*****
;
;* CALCULAR LA CARGA DE CADA SECCIÓN SOBRE LA BASE DE LA CARGA MEDIDA *
;* EN CADA INTERRUPTOR *
.*****
;

;#ARGUMENT

```



```
#LOCAL INTERRUPTOR_EXAMINADO=VECTOR()
#LOCAL INTERRUPTOR_NODO=VECTOR()
#LOCAL I,J,L,M,CARGA,FUENTE

INTERRUPTOR_EXAMINADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
INTERRUPTOR_NODO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0

M=1
#LOOP M<=%NO_SE
  I=M
  L=0
  J=1

  ;BUSCO INTERRUPTORES CONECTADOS A UNA FUENTE
  #LOOP J<=%NO_INTERRUPTORES
    #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(I)==1 #THEN #BLOCK
      #IF %INTERRUPTOR_STATUS(J)==1 #THEN #BLOCK
        L=L+1
        INTERRUPTOR_NODO(L)=J
      #BLOCK_END
    #ELSE
      #BLOCK_END
    #ELSE
      J=J+1
    #LOOP_END
  #IF L>0 #THEN
    #ELSE #BLOCK
      @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("ERROR: NO SE HAN ENCONTRADO INTERRUPTORES
ASOCIADOS A LA FUENTE O SE NRO: "+%SE_NOMBRE(M))
      #RETURN
    #BLOCK_END

  #LOOP L>0
    J=INTERRUPTOR_NODO(L)
    #IF INTERRUPTOR_EXAMINADO(J)==1 #THEN L=L-1
    #ELSE #BLOCK
      INTERRUPTOR_EXAMINADO(J)=1

      ;BUSCO SECCIÓN
      I=%NO_SE+1
      #LOOP I<=%NO_SE+%NO_SECC
        #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(I)==-1 #THEN #LOOP_EXIT
        #ELSE I=I+1
      #LOOP_END
      #IF I>%NO_SE+%NO_SECC #THEN #BLOCK
        "+%INTERRUPTORES_NOMBRE(J)
          #RETURN
      #BLOCK_END
    #ELSE

    FUENTE=%CARGA_INTERRUPTOR(J)
    CARGA=0

    ;BUSCO INTERRUPTOR
    J=1
    #LOOP J<=%NO_INTERRUPTORES
      #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(I)==1 #THEN #BLOCK
        #IF %INTERRUPTOR_STATUS(J)==1 #THEN #BLOCK
          INTERRUPTOR_NODO(L)=J
          CARGA=CARGA+%CARGA_INTERRUPTOR(J)
        #BLOCK_END
      #ELSE
        #BLOCK_END
      #ELSE
        J=J+1
    #LOOP_END
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

    @CARGA_SECCION(I-%NO_SE)=FUENTE-CARGA
    #BLOCK_END
    #LOOP_END
    M=M+1
    #LOOP_END
    @NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("APLICACIÓN DA: CARGA DE SECCIONES CALCULADA")

```

### C.1.5. CONFIRMA\_STATUS

```

.*****
;
;   RETORNA 1 SI SE CUMPLE CONDICIONES
;   RETORNA 0 SI NO SE CUMPLE CONDICIONES
.*****
;

#ARGUMENT LN, STATUS_ESPERADO

#LOCAL TIMEOUT, MAX_TIMEOUT_COUNT

MAX_TIMEOUT_COUNT = 6           ;EN SEGUNDOS

TIMEOUT = 0
#LOOP 'LN':POV10 <> STATUS_ESPERADO AND TIMEOUT < MAX_TIMEOUT_COUNT*5
    #PAUSE          0.2
    TIMEOUT = TIMEOUT + 1
#LOOP_END

#IF TIMEOUT < MAX_TIMEOUT_COUNT AND 'LN':POV10 == STATUS_ESPERADO #THEN
#BLOCK
    #RETURN 1
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TIMEOUT CONFIRMACIÓN STATUS INTERRUPTOR
"+LN+"!!!!!!")
    #RETURN 0
#BLOCK_END

```

### C.1.6. CREA\_ACTIVA\_TIME\_CHANNEL\_INTERRUPTORES

```

.***** PROGRAMA PARA HABILITACIÓN DE TIME CHANNEL EN OBJETOS DE PROCESO DE
INTERRUPTORES ****
.*****

.*** EL NOMBRE DEL COMMAND PROCEDURE Y DEL TIME CHANNEL SERÁ EL MISMO
*****

#LOCAL I, LN, IX, TIME_CHANNEL_NAME, AUX, SCIL_FILE
#LOCAL          PROGRAMA          =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/ACTUALIZAR_CARGA_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL          CALCULAR_CARGA_SECCION          =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CALCULAR_CARGA_SECCION.TXT")

.*** INICIALIZAR REGISTRO DE CARGA Y VALORES DE VECTOR CARGA_INTERRUPTOR
*****
@REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR = VECTOR()
@CARGA_INTERRUPTOR = VECTOR()
@CARGA_INTERRUPTOR(1..%NO_INTERRUPTORES) = 0
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
    @REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I) = VECTOR()
    LN = %INTERRUPTORES_LN(I) + "M1" ;FORMO EL LOGICAL NAME PARA LEER DATO DESDE
PROCESS DATA BASE
    @REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR(I)(1) = 'LN':POV20

```





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

    @CARGA_INTERRUPTOR(I) = 'LN':POV20
#LOOP_END

;INICIALIZO VARIABLES DE CARGA DE SECCIONES:
@CARGA_SECCION=VECTOR()
@CARGA_SECCION(1..%NO_SECC)=0

TIME_CHANNEL_NAME = "U_ACTUALIZAR_CARGA_INTERRUPTORES"

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", TIME_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
    #CREATE 'TIME_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
        ,IN = PROGRAMA.TEXT-
    )
#BLOCK_END

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "T", TIME_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
    #CREATE 'TIME_CHANNEL_NAME':T = LIST( IU = 1-
        ,CD = ("", "")-
        ,CP = "EVEN"-
        ,CY = (0, 60)-
        ,SP = "NO")
#BLOCK_END

.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
;
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR",
%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_INTERRUPTOR",
%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION", %CARGA_SECCION)

.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
;
;SCIL_FILE = DATA_MANAGER("CLOSE", SCIL_FILE.HANDLE)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("ARRANQUE APLICACIÓN DA: TIME CHANNEL ACTIVO PARA
CARGA DE INTERRUPTORES...")

```

### C.1.7. CREA\_ASIGNA\_EVENT\_CHANNEL\_INTERRUPTORES

```

.***** PROGRAMA PARA HABILITACIÓN DE EVENTOS EN OBJETOS DE PROCESO DE
INTERRUPTORES ****
.*****
;
;*** EL NOMBRE DEL COMMAND PROCEDURE Y DEL EVENT CHANNEL SERÁ EL MISMO
*****

#LOCAL I, LN, IX, EVENT_CHANNEL_NAME, SCIL_FILE, AUX
#LOCAL PROGRAMATA =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/ACTUALIZAR_STATUS_INTERRUPTORES.T
XT")

@INTERRUPTOR_STATUS = VECTOR()
@INTERRUPTOR_STATUS(1..%NO_INTERRUPTORES) = 10 ;ESTADOS NO FRESCOS

EVENT_CHANNEL_NAME = "U_ACTUALIZAR_STATUS_INTERRUPTORES"

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
    #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
        ,IN = PROGRAMA.TEXT-
    )
#BLOCK_END

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "A", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
    #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':A = LIST( ON = EVENT_CHANNEL_NAME-

```



```

,OT = "C")
;,SN = VECTOR("LOG")-
;,ST = VECTOR("D")-
;)
#BLOCK_END

IX = 10
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
LN = %INTERRUPTORES_LN(I)
#SET 'LN':PAE'IX' = 1 ;ENABLED
#SET 'LN':PAA'IX' = 1 ;CRITERIO = NEW VALUE
#SET 'LN':PAN'IX' = EVENT_CHANNEL_NAME
#LOOP_END

.***** GUARDAR EN SCIL DB *****
;
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_STATUS",
%INTERRUPTOR_STATUS)

.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
;
SCIL_FILE = DATA_MANAGER("CLOSE", SCIL_FILE.HANDLE)

```

### C.1.8. CREA ASIGNA EVENT CHANNEL LOCKOUT INTERRUPTORES

```

.***** PROGRAMA PARA HABILITACIÓN DE EVENTOS EN OBJETOS DE PROCESO DE
LOCKOUT ****
.*****
;
; ** EL NOMBRE DEL COMMAND PROCEDURE Y DEL EVENT CHANNEL SERÁ EL MISMO
; *****

#LOCAL I, LN, IX, EVENT_CHANNEL_NAME
#LOCAL PROGRAMA = TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/DA_FLISR.TXT")

:@INTERRUPTOR_STATUS = VECTOR()
:@INTERRUPTOR_STATUS(1..%NO_INTERRUPTORES) = 10 ;ESTADOS NO FRESCOS

EVENT_CHANNEL_NAME = "U_EJECUTA_FLISR"

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
#CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
,IN = PROGRAMA.TEXT-
)
#BLOCK_END

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "A", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
#CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':A = LIST( ON = EVENT_CHANNEL_NAME-
,OT = "C")
#BLOCK_END

IX = 10
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
LN = %INTERRUPTORES_LN(I)+"A1"
#SET 'LN':PAG'IX' = 1 ;NEW VALUE 1
#SET 'LN':PAE'IX' = 1 ;ENABLED
#SET 'LN':PAA'IX' = 4 ;CRITERIO = VALUE UP
#SET 'LN':PAN'IX' = EVENT_CHANNEL_NAME
#LOOP_END

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("ARRANQUE APLICACIÓN DA: EVENT CHANNEL PARA
LOCKOUT DE INTERRUPTORES CREADOS Y ASIGNADOS")

```



## C.1.9. CREA\_TIME\_CHANNEL\_CONFIRMACION\_STATUS

```

.***** PROGRAMA PARA CREACIÓN DEL TIME CHANNEL PARA CONFIRMACIÓN DE ****
.***** CAMBIOS DE ESTADO EN OBJETOS DE PROCESO DE INTERRUPTORES ****
;
.*****
;
.*** EL NOMBRE DEL COMMAND PROCEDURE Y DEL TIME CHANNEL SERÁ EL MISMO
*****

#LOCAL I, LN, IX, TIME_CHANNEL_NAME, AUX, SCIL_FILE
#LOCAL                                PROGRAMA                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/TIME_CHANNEL_CONFIRMACION_STATUS_
STOP.TXT")

TIME_CHANNEL_NAME = "U_CONFIRMACION_STATUS"

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", TIME_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'TIME_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN = PROGRAMA.TEXT-
    )
#BLOCK_END

#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "T", TIME_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'TIME_CHANNEL_NAME':T = LIST( IU = 0-
    ,CD = ("", "")-
    ,CP = "EVEN"-
    ,CY = (0, 10)-
    ,SP = "NO")
#BLOCK_END

.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
;
;I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR",
%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR)
;I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_INTERRUPTOR",
%REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR)
;I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION", %CARGA_SECCION)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("ARRANQUE APLICACIÓN DA: CREADO TIME CHANNEL PARA
CONFIRMACIÓN DE STATUS DE INTERRUPTORES...")

```

## C.1.10.DA\_FLISR

```

.*****
;
; PROGRAMA PRINCIPAL

#LOCAL                                LOCALIZACION_AISLAMIENTO                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_LOCALIZACION_AISLAMIENTO/LOCALIZACION_AISLA
MIENTO.TXT")
#LOCAL                                BUSCAR_FUENTES_RESTAURACION                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_BUSCAR_FUENTES/BUSCAR_INTER
RUPTORES_FUENTES_RESTAURACION.TXT")
#LOCAL                                SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/RESTAUR
ACION_GENERAL.TXT")
#LOCAL                                EJECUTA_RECONFIGURACION                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RECONFIGURACION/EJECUTA_RECONFIGURACION.T
XT")
#LOCAL                                VERIFICAR_CONDICIONES_INICIO_FLISR                                =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/VERIFICAR_CONDICIONES_INICIO_FLISR.T
XT")

;#LOCAL SCIL_FILE
#LOCAL AUX, LN, I

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

.***** LEE VARIABLES GLOBALES DE SCIL DATABASE*****
;
.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
@SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN", "/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES")
@NO_INTERRUPTORES = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE")
@NO_SE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "SE_NOMBRE")
@SE_NOMBRE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC")
@NO_SECC = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_LN")
@INTERRUPTORES_LN = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_NOMBRE")
@INTERRUPTORES_NOMBRE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_STATUS")
@INTERRUPTOR_STATUS = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA")
@MATRIZ_INCIDENCIA = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_INCIDENCIA_HIS")
@MATRIZ_INCIDENCIA_HIS = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_CONECTIVIDAD")
@MATRIZ_CONECTIVIDAD = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_LOCKOUT")
@INTERRUPTOR_LOCKOUT = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION")
@CARGA_SECCION = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "CAPACIDAD_TOTAL_FUENTE")
@CAPACIDAD_TOTAL_FUENTE = AUX.VALUE

AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_INTERRUPTOR")
@CARGA_INTERRUPTOR = AUX.VALUE

;AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "")
;@ = AUX.VALUE

;AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "")
;@ = AUX.VALUE

;AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "")
;@ = AUX.VALUE

;AUX = DATA_MANAGER("GET", %SCIL_FILE.HANDLE, "")
;@ = AUX.VALUE
.*****
;
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("¡¡¡ARRANCA INTELIGENCIA FLISR!!!")

.***** IDENTIFICO INTERRUPTOR BLOQUEADO (LOCKOUT) *****
LN = %LN
I = 1
#LOOP I<=%NO_INTERRUPTORES
    #IF LN<>(%INTERRUPTORES_LN(I)+"A1") #THEN I = I+1
    #ELSE #LOOP_EXIT

```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

#LOOP_END
#IF I>%NO_INTERRUPTORES #THEN #BLOCK
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INTERRUPTOR BLOQUEADO "+LN+" NO ASOCIADO A
ESQUEMA FLISR!!!")
    #RETURN
#BLOCK_END
@INTERRUPTOR_LOCKOUT = I ;OBTENGO INDICE DE INTERRUPTOR BLOQUEADO DENTRO
DE LA MATRIZ DE INCIDENCIA

;***** VERIFICAR CONDICIONES PARA EJECUCIÓN DE FLISR *****
#IF DO(VERIFICAR_CONDICIONES_INICIO_FLISR.TEXT) == 0 #THEN #BLOCK
    I = DATA_MANAGER("CLOSE", %SCIL_FILE.HANDLE) ;CERRAR SCIL DATA
BASE
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("NO EXISTEN CONDICIONES PARA EJECUCIÓN DE
INTELIGENCIA FLISR")
    #RETURN
#BLOCK_END

;***** GUARDAR EN SCIL DB *****
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_LOCKOUT",
%iINTERRUPTOR_LOCKOUT)

@MATRIZ_INCIDENCIA = %MATRIZ_INCIDENCIA_HIS(%INTERRUPTOR_LOCKOUT)

#DO LOCALIZACION_AISLAMIENTO.TEXT
#DO BUSCAR_FUENTES_RESTAURACION.TEXT
#DO SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION.TEXT
#DO EJECUTA_RECONFIGURACION.TEXT

;***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
I = DATA_MANAGER("CLOSE", %SCIL_FILE.HANDLE)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("*****")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("!!!INTELIGENCIA FLISR EJECUTADA EXITOSAMENTE!!!
INICIAR RECONFIGURACION")

```

### C.1.11.GENERA\_MATRIZ\_DIRECCIONALIDAD

```

#LOCAL I, J, K, L, M
#LOCAL LONGITUD, SIGUIENTE_NODO, INDICE_SIG_NODO, TIPO_SIG_NODO, TIPO_NODO
#LOCAL INDICE_SECCIONES, INDICE
#LOCAL SECCIONES_AGREGADAS = VECTOR()
#LOCAL SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE = VECTOR()
#LOCAL INDICES_BORRAR=VECTOR()
#LOCAL
LEER_TOPOLOGIA=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/LEER_TOPOLOGIA.TXT"
)
#LOCAL TOPOLOGIA_AUX = VECTOR()
#LOCAL AUXILIAR, AUXILIAR1, AUX_NOMBRE, AUX_NOMBRE1
#LOCAL REGISTRO = VECTOR()
#LOCAL SCIL_FILE

INDICE_SECCIONES = 0

@SECCIONES = VECTOR()
@SECCIONES_NOMBRE = VECTOR()
@SE = VECTOR()
@SE_NOMBRE = VECTOR()
@INTERRUPTORES = VECTOR()
@INTERRUPTORES_LN = VECTOR()
@INTERRUPTORES_NOMBRE = VECTOR()

```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

#DO LEER\_TOPOLOGIA.TEXT

```
.***** VERIFICAR "UNCONNECTED" NODOS: *****
;
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%TOPOLOGIA)
#CASE %TOPOLOGIA(I)(2)
#WHEN "Breaker", "Line Indicator", "Vertical Busbar", "Horizontal Busbar" #BLOCK
#LOOP_WITH J=3..LENGTH(%TOPOLOGIA(I))-1
#IF %TOPOLOGIA(I)(J) <> "Unconnected" #THEN #BLOCK
#IF %TOPOLOGIA(I)(J) <> "N/A" #THEN #BLOCK
LONGITUD = LENGTH(UNPACK_STR(%TOPOLOGIA(I)(J)))
SIGUIENTE_NODO = SUBSTR(%TOPOLOGIA(I)(J), 1, LONGITUD-2)
@TOPOLOGIA(I)(J) = SIGUIENTE_NODO
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
@NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("SECCION ""+ %TOPOLOGIA(I)(1)+""
UNCONNECTED!!!. NO SE GENERO MATRIZ DE CONECTIVIDAD")
#RETURN
#BLOCK_END
#LOOP_END
#BLOCK_END
#OTHERWISE
#CASE_END
#LOOP_END

;ELIMINO TERMINADORES DE SECCIÓN (Line Indicator con nombre "Terminador"):
INDICES_BORRAR=VECTOR()
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%TOPOLOGIA)
#IF %TOPOLOGIA(I)(2) == "Line Indicator" AND %TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I))) ==
"Terminador" #THEN #BLOCK
J=3
#LOOP %TOPOLOGIA(I)(J) == "N/A"
J=J+1
#LOOP_END

SIGUIENTE_NODO = %TOPOLOGIA(I)(J)
INDICE_SIG_NODO=1
#LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(1) <> SIGUIENTE_NODO
INDICE_SIG_NODO = INDICE_SIG_NODO +1
#LOOP_END
#LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(K) <> %TOPOLOGIA(I)(1) ;OR
%TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(K)=="N/A"
K=K+1
#LOOP_END

@TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(K) = "FIN"

INDICES_BORRAR=APPEND(INDICES_BORRAR, I)

#BLOCK_END
#ELSE
#LOOP_END
@TOPOLOGIA = DELETE_ELEMENT(%TOPOLOGIA, INDICES_BORRAR)

;ELIMINO SECCIONES CONECTADAS A FUENTES (Line Indicator)
INDICES_BORRAR=VECTOR()
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%TOPOLOGIA)
#IF %TOPOLOGIA(I)(2) == "Line Indicator" #THEN #BLOCK
#LOOP %TOPOLOGIA(I)(J) == "N/A"
J=J+1
#LOOP_END

SIGUIENTE_NODO = %TOPOLOGIA(I)(J)
INDICE_SIG_NODO=1
#LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(1) <> SIGUIENTE_NODO
INDICE_SIG_NODO = INDICE_SIG_NODO +1
#LOOP_END
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
K=3
#LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(K) == %TOPOLOGIA(I)(1) OR
%TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(K)=="N/A"
  K=K+1
#LOOP_END

M=3
#LOOP %TOPOLOGIA(L)(M) <> %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(1)
  M=M+1
#LOOP_END
@TOPOLOGIA(L)(M) = %TOPOLOGIA(I)(1)
@TOPOLOGIA(I)(J) = %TOPOLOGIA(L)(1)

INDICES_BORRAR=APPEND(INDICES_BORRAR, INDICE_SIG_NODO)

#BLOCK_END
#ELSE
#LOOP_END
@TOPOLOGIA = DELETE_ELEMENT(%TOPOLOGIA, INDICES_BORRAR)

,***** EXTRAIGO VECTORES DE INTERRUPTORES, FUENTES Y SECCIONES *****
INDICE_SECCIONES = 0
TOPOLOGIA_AUX=%TOPOLOGIA
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%TOPOLOGIA)
  TIPO_NODO = TOPOLOGIA_AUX(I)(2)
#CASE TIPO_NODO
  #WHEN "Breaker" #BLOCK
    @INTERRUPTORES = APPEND(%INTERRUPTORES, %TOPOLOGIA(I)(1))
    @INTERRUPTORES_LN = APPEND(%INTERRUPTORES_LN,
%TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I))))
    AUXILIAR = %TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I)))
    AUXILIAR = 'AUXILIAR':POI10
    @INTERRUPTORES_NOMBRE = APPEND(%INTERRUPTORES_NOMBRE, AUXILIAR)
    @NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("
: "+%INTERRUPTORES_NOMBRE(LENGTH(%INTERRUPTORES_NOMBRE)))
  #BLOCK_END
  #WHEN "Line Indicator" #BLOCK
    #IF %TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I))) <> "Terminador" #THEN #BLOCK
      @SE = APPEND(%SE, %TOPOLOGIA(I)(1))
      @SE_NOMBRE = APPEND(%SE_NOMBRE,
%TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I))))
    #BLOCK_END
  #BLOCK_END
  #WHEN "Vertical Busbar", "Horizontal Busbar" #BLOCK
    SECCIONES_AGREGADAS = VECTOR()
    SECCIONES_AGREGADAS(1) = %TOPOLOGIA(I)(1)

    SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE = VECTOR()
    SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE(1) = %TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I)))
  #LOOP_WITH J=3..LENGTH(%TOPOLOGIA(I))-1
    SIGUIENTE_NODO = %TOPOLOGIA(I)(J)
    #IF SIGUIENTE_NODO <> "FIN" #THEN #BLOCK
      INDICE_SIG_NODO=1
      #LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(1) <> SIGUIENTE_NODO
        INDICE_SIG_NODO = INDICE_SIG_NODO +1
      #LOOP_END
      TIPO_SIG_NODO = %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(2)
    #CASE TIPO_SIG_NODO
      #WHEN "Vertical Busbar", "Horizontal Busbar" #BLOCK
        SECCIONES_AGREGADAS = APPEND(SECCIONES_AGREGADAS,
SIGUIENTE_NODO)
        SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE =
APPEND(SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE, %TOPOLOGIA(I)(LENGTH(%TOPOLOGIA(I))))
        ;TOPOLOGIA_AUX(INDICE_SIG_NODO)(2) = ""
      #BLOCK_END
    #OTHERWISE
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
#CASE_END
#BLOCK_END
#LOOP_END
INDICE_SECCIONES = INDICE_SECCIONES + 1
@SECCIONES(INDICE_SECCIONES) = SECCIONES_AGREGADAS
@SECCIONES_NOMBRE(INDICE_SECCIONES) = SECCIONES_AGREGADAS_NOMBRE
#BLOCK_END
#OTHERWISE
#CASE_END
#LOOP_END
```

```
.;***** UNIFICAR SECCIONES INTERCONECTADAS *****
INDICES_BORRAR=VECTOR()
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%SECCIONES)
#IF LENGTH(%SECCIONES(I)) > 1 #THEN #BLOCK
#LOOP_WITH J=I+1..LENGTH(%SECCIONES)
#IF LENGTH(%SECCIONES(J)) > 1 #THEN #BLOCK
AUXILIAR = APPEND(%SECCIONES(I), %SECCIONES(J))
AUX_NOMBRE = APPEND(%SECCIONES_NOMBRE(I), %SECCIONES_NOMBRE(J))
AUX_NOMBRE1 = REMOVE_DUPLICATES(AUX_NOMBRE)
#IF LENGTH(AUXILIAR1)<LENGTH(AUXILIAR) #THEN #BLOCK
@SECCIONES(I) = AUXILIAR1
@SECCIONES(J) = 0
@SECCIONES_NOMBRE(I) = AUX_NOMBRE1
INDICES_BORRAR = APPEND(INDICES_BORRAR, J)
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#LOOP_END
#BLOCK_END
#LOOP_END
;#IF INDICES_BORRAR(0)<> 0 #THEN @SECCIONES = DELETE_ELEMENT(%SECCIONES,
INDICES_BORRAR)
@SECCIONES = DELETE_ELEMENT(%SECCIONES, INDICES_BORRAR)
@SECCIONES_NOMBRE = DELETE_ELEMENT(%SECCIONES_NOMBRE, INDICES_BORRAR)
```

```
@NO_INTERRUPTORES = LENGTH(%INTERRUPTORES)
@NO_SE = LENGTH(%SE)
@NO_SECC = LENGTH(%SECCIONES)
```

```
.;***** INICIALIZO MATRIZ DE CONECTIVIDAD, TODO A CERO: *****
@MATRIZ_CONECTIVIDAD = VECTOR()
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES
@MATRIZ_CONECTIVIDAD(I) = 0
#LOOP_WITH J=1..%NO_SE+%NO_SECC
@MATRIZ_CONECTIVIDAD(I)(J) = 0
#LOOP_END
#LOOP_END
```

```
.;***** GENERO MATRIZ DE CONECTIVIDAD *****
#LOOP_WITH I=1..LENGTH(%INTERRUPTORES)
```

```
INDICE=1
```

```
#LOOP_WITH J=3..LENGTH(%TOPOLOGIA(INDICE))-1
SIGUIENTE_NODO = %TOPOLOGIA(INDICE)(J)
INDICE_SIG_NODO=1
#LOOP %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(1) <> SIGUIENTE_NODO
INDICE_SIG_NODO = INDICE_SIG_NODO + 1
#LOOP_END
```

```
TIPO_SIG_NODO = %TOPOLOGIA(INDICE_SIG_NODO)(2)
#CASE TIPO_SIG_NODO
#WHEN "Vertical Busbar", "Horizontal Busbar" #BLOCK
K=1
#LOOP FIND_ELEMENT(%SECCIONES(K), SIGUIENTE_NODO) == 0
```





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

        K = K+1
    #LOOP_END
    @MATRIZ_CONECTIVIDAD(I)(K+%NO_SE) = 1
#BLOCK_END
#WHEN "Line Indicator" #BLOCK
    INDICE_SIG_NODO = FIND_ELEMENT(%SE, SIGUIENTE_NODO)
    @MATRIZ_CONECTIVIDAD(I)(INDICE_SIG_NODO) = 1
#BLOCK_END
#OTHERWISE
#CASE_END
#LOOP_END
#LOOP_END

.***** REGISTRO DE INFORMACIÓN TOPOLÓGICA *****
REGISTRO = SCIL_TO_CSV(( (%NO_SE, %NO_INTERRUPTORES, %NO_SECC),-
    %SE,-
    %INTERRUPTORES,-
    %INTERRUPTORES_LN,-
    %SECCIONES,-
    %MATRIZ_CONECTIVIDAD))

I=WRITE_TEXT("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_Topologia.dat", REGISTRO.CSV, 0)

#IF I==0 #THEN #BLOCK
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INFORMACIÓN TOPOLÓGICA REGISTRADA
EXITOSAMENTE!!!")
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("MATRIZ DE CONECTIVIDAD GENERADA A PARTIR DE
TOPOLOGIA")
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("REGISTRO FALLIDO DE INFORMACIÓN TOPOLÓGICA!!!.
ERROR: "+STATUS_CODE_NAME(I))
#BLOCK_END

.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN", "/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")

I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE", %NO_SE)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES",
%NO_INTERRUPTORES)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_NOMBRE",
%INTERRUPTORES_NOMBRE)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC", %NO_SECC)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "SE", %SE)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES", %INTERRUPTORES)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES_LN",
%INTERRUPTORES_LN)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES", %SECCIONES)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "MATRIZ_CONECTIVIDAD",
%MATRIZ_CONECTIVIDAD)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES_NOMBRE",
%SECCIONES_NOMBRE)
I = DATA_MANAGER("PUT", SCIL_FILE.HANDLE, "SE_NOMBRE", %SE_NOMBRE)

.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
I = DATA_MANAGER("CLOSE", SCIL_FILE.HANDLE)

```

### C.1.12.INICIA\_FLISR

```

.*****
;
;*** INICIALIZACION DE APLICACION FLISR *****
;
;

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

#LOCAL          U_GENERA_MATRIZ_CONECTIVIDAD          =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/GENERA_MATRIZ_CONECTIVIDAD.TXT")
#LOCAL          U_GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA            =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA.TXT")
#LOCAL          U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL          U_CREA_ACTIVA_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ACTIVA_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL          U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES.TXT")
#LOCAL EVENT_CHANNEL_NAME
#LOCAL FILE_TAG
#LOCAL SCIL_FILE
#LOCAL AUX, I

.***** CREA COMMAND PROCEDURES *****
EVENT_CHANNEL_NAME = "U_GENERA_MATRIZ_CONECTIVIDAD"
#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN = U_GENERA_MATRIZ_CONECTIVIDAD.TEXT-
  )
#BLOCK_END

EVENT_CHANNEL_NAME = "U_GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA"
#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN = U_GENERA_MATRIZ_INCIDENCIA.TEXT-
  )
#BLOCK_END

EVENT_CHANNEL_NAME = "U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES"
#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN = U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_INTERRUPTORES.TEXT-
  )
#BLOCK_END

EVENT_CHANNEL_NAME = "U_CREA_ACTIVA_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES"
#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN = U_CREA_ACTIVA_TIME_CHANNEL_INTERRUPTORES.TEXT-
  )
#BLOCK_END

EVENT_CHANNEL_NAME =
"U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES"
#IF APPLICATION_OBJECT_EXISTS(1, "C", EVENT_CHANNEL_NAME) == FALSE #THEN #BLOCK
  #CREATE 'EVENT_CHANNEL_NAME':C = LIST( IU = 1-
    ,IN
    U_CREA_ASIGNA_EVENT_CHANNEL_LOCKOUT_INTERRUPTORES.TEXT-
  )
#BLOCK_END
.*****
.***          CREA          SCIL          DATA          BASE
.*****
#IF FM_FILE("D:\SC\APL\LENTAG\DA_APL\DA_FLISR_SCIL_DB.SDB", "CHECK") == "ABSOLUTE"
#THEN #BLOCK
  FILE_TAG = FM_FILE("D:\SC\APL\LENTAG\DA_APL\DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
  #IF FILE_MANAGER("EXISTS", FILE_TAG) == TRUE #THEN #BLOCK
    SCIL_FILE = DATA_MANAGER("OPEN",
"/APL/LENTAG/DA_APL/DA_FLISR_SCIL_DB.SDB")
  #BLOCK_END
  #ELSE #BLOCK

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

SCIL\_FILE = DATA\_MANAGER("CREATE", "/APL/LENTAG/DA\_APL/DA\_FLISR\_SCIL\_DB.SDB")

```
.***** CREAM SECCIONES DE SCIL DATABASE *****
,
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"NO_INTERRUPTORES")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECC")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "SE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "SE_NOMBRE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTORES")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTORES_LN")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTORES_NOMBRE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"SECCIONES_NOMBRE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"MATRIZ_CONECTIVIDAD")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"MATRIZ_INCIDENCIA_HIS")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"CAPACIDAD_TOTAL_FUENTE")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTOR_STATUS")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"MATRIZ_INCIDENCIA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"REGISTRO_CARGA_INTERRUPTOR")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"CARGA_INTERRUPTOR")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCION")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "TOPOLOGIA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTOR_LOCKOUT")
,***** VARIABLES DE LOCALIZACIÓN Y AISLAMIENTO *****
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTOR_AISLAMIENTO")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"LOCALIZACION_FALLA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"CARGA_SECC_FALLA")
,***** VARIABLES DE BÚSQUEDA DE FUENTES DE RESTAURACIÓN *****
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"RUTA_RESTAURACION")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"INTERRUPTOR_RESTAURACION")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"FUENTE_RESTAURACION")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"SECCIONES_SIN_FALLA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"NO_SECCIONES_SIN_FALLA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA")
  AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"SECCION_RESTAURACION")
,***** VARIABLES DE SELECCIÓN DE FUENTE DE RESTAURACIÓN *****
```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"CARGA_ASUMIDA_FUENTE")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"FUENTE_RESTAURACION_SECCION")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTES")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTES_W")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"RECONFIGURACION_ABIERTOS")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"RECONFIGURACION_CERRADOS")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"TOTAL_CARGA_RESTAURADA")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA")
AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE,
"TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS")
;AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "")
;AUX = DATA_MANAGER("CREATE_SECTION", SCIL_FILE.HANDLE, "")
.*****
;
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("NO SE HA PODIDO ENCONTRAR EL ARCHIVO SCIL
DATABASE!!!")
#RETURN
#BLOCK_END

;#LOOP_WITH I=1..38
; #IF AUX(I) ==0 #THEN @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCIÓN SCIL DB "+I+":
CREADA EXITOSAMENTE..."
; #ELSE @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCIÓN SCIL DB "+I+": ERROR "+AUX(I)+"
DURANTE CREACIÓN DE SECCIÓN SCIL DB"+I+"...")
;#LOOP

.***** CERRAR SCIL DATA BASE *****
I = DATA_MANAGER("CLOSE", SCIL_FILE.HANDLE)

```

**C.1.13.VERIFICAR\_CONDICIONES\_INICIO\_FLISR**

```

.*****
;
.***** VERIFICAR_CONDICIONES PARA INICIAR FLISR *****
;
; RETORNA 0 SI NO SE CUMPLE LAS CONDICIONES
; RETORNA 1 SI SE CUMPLEN LAS CONDICIONES

#LOCAL LN
#LOCAL CONFIRMA_STATUS =
TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/CONFIRMA_STATUS.TXT")

LN = %INTERRUPTORES_LN(%INTERRUPTOR_LOCKOUT)

#CASE 'LN':POV10
#WHEN 2 #BLOCK ;INTERRUPTOR ESTÁ ABIERTO
#RETURN 1
#BLOCK_END
#WHEN 1 #BLOCK ;INTERRUPTOR ESTÁ CERRADO
#RETURN DO(CONFIRMA_STATUS.TEXT, LN, 2)
#BLOCK_END
#OTHERWISE #BLOCK
#RETURN 0

```



```
#BLOCK_END
#CASE_END
```

## C.2. GRUPO DE PROGRAMAS “DA\_LOCALIZACION\_AISLAMIENTO”

### C.2.1. LOCALIZACION\_AISLAMIENTO

```
.***** PROGRAMA PARA LOCALIZACIÓN Y AISLAMIENTO DE LA FALLA *****
;
.*****
;
.*****
;

#LOCAL I, J, L, LN

.***** IDENTIFICACION INTERRUPTOR BLOQUEADO (LOCKOUT) *****
;
;LN = %LN
;I = 1
;#LOOP LN<>%INTERRUPTORES_LN(I) AND I<=%NO_INTERRUPTORES
;    I = I+1
;#LOOP_END
;
;#IF I>%NO_INTERRUPTORES #THEN #BLOCK
;    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INTERRUPTOR BLOQUEADO "+LN+" NO ASOCIADO A
ESQUEMA FLISR!!!")
;    #RETURN
;#BLOCK_END
;@INTERRUPTOR_LOCKOUT = I ;OBTENGO INDICE DE INTERRUPTOR BLOQUEADO DENTRO
DE LA MATRIZ DE INCIDENCIA

@INTERRUPTOR_AISLAMIENTO = VECTOR()

#IF %INTERRUPTOR_LOCKOUT<=0 #THEN #BLOCK
;!SHOW MESSAGE "ERROR EN CÓDIGO DE INTERRUPTOR BLOQUEADO"
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("A_LOCALIZACION_AISLAMIENTO: ERROR EN CÓDIGO DE
INTERRUPTOR BLOQUEADO")
#RETURN
#BLOCK_END
#ELSE

;MATRIZ_INCIDENCIA_AUX = %MATRIZ_INCIDENCIA_HIS(%INTERRUPTOR_LOCKOUT)

I=%INTERRUPTOR_LOCKOUT
J=1

;BUSCAR SECCIÓN AGUAS ABAJO DE INTERRUPTOR BLOQUEADO (SECCIÓN CON FALLA) E
INTERRUPTORES PARA AISLAMIENTO
#LOOP J<=%NO_SE+%NO_SECC
    #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(I)(J)==-1 #THEN #BLOCK
        @LOCALIZACION_FALLA=J
        I=1
        L=0

        #LOOP I<=%NO_INTERRUPTORES
            #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(I)(J)==1 #THEN #BLOCK
                #IF %INTERRUPTOR_STATUS(I)==1 #THEN #BLOCK
                    @INTERRUPTOR_AISLAMIENTO=INSERT_ELEMENT(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO,
L, I)
                #BLOCK_END
            #ELSE
                #BLOCK_END
            #ELSE
                #ELSE
                I=I+1
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

#LOOP_END

@NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO=L
#LOOP_EXIT
#BLOCK_END
#ELSE

#LOOP_END
#IF J>%NO_SE+%NO_SECC #THEN #BLOCK
;!SHOW MESSAGE "ERROR: NO SE ENCONTRÓ UNA SECCIÓN CONECTADA AGUAS ABAJO
DEL INTERRUPTOR BLOQUEADO!!!"
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("A_LOCALIZACION_AISLAMIENTO: ERROR. NO SE
ENCONTRÓ UNA SECCIÓN CONECTADA AGUAS ABAJO DEL INTERRUPTOR BLOQUEADO!!!")
#RETURN
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
@CARGA_SECC_FALLA=%CARGA_SECCION(%LOCALIZACION_FALLA-%NO_SE)
#BLOCK_END

#IF %NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO==0 #THEN @NOTIFY =
CONSOLE_OUTPUT("A_LOCALIZACION_AISLAMIENTO: NO EXISTEN INTERRUPTORES DE
AISLAMIENTO!!!") ;!SHOW MESSAGE "NO EXISTEN INTERRUPTORES DE
AISLAMIENTO"
#ELSE

.***** GUARDAR EN SCIL DB *****
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_AISLAMIENTO",
%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO",
%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "LOCALIZACION_FALLA",
%LOCALIZACION_FALLA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECC_FALLA",
%CARGA_SECC_FALLA)

.***** REPORTE EN NOTIFICATION WINDOW *****
***** CONVERSION A VECTORES DE TEXTO *****

@NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("***** LOCALIZACION Y AISLAMIENTO *****")
;#IF LENGTH(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO)==1 #THEN I =
DEC(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO)
;#ELSE I = COLLECT(DEC(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO), ",")
I = COLLECT(DEC(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO), ",")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INTERRUPTOR AISLAMIENTO: "+I)
;#IF LENGTH(%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)==1 #THEN I =
DEC(%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)
;#ELSE I = COLLECT(DEC(%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO), ",")
I = DEC(%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO: "+I)
I = DEC(%LOCALIZACION_FALLA)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("LOCALIZACION_FALLA: "+I)
I = DEC(%CARGA_SECC_FALLA)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CARGA_SECC_FALLA: "+I)

```

### C.3. GRUPO DE PROGRAMAS “DA\_RESTAURACION”

#### C.3.1. BUSCAR\_FUENTE\_RESTAURACION

```

.*****
,

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

.* BUSCA UNA FUERTE DE RESTURACIÓN AGUAS ARRIBA DEL INTERRUPTOR
; NORMALMENTE *
.* ABIERTO. *
;*****
;*****
.* FUNCTION BUSCAR_FUENTE_RESTAURACION(SECCION, INTERRUPTOR_RESTAURACION
*
;*****
;

#ARGUMENT SECCION, INTERRUPTOR_RESTAURACION

#LOCAL J, K, L
#LOCAL RUTA_SECCION=VECTOR()
#LOCAL INTERRUPTOR_EXAMINADO=VECTOR()

RUTA_SECCION(1..%NO_SECC)=0
INTERRUPTOR_EXAMINADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0

L = 0

J = INTERRUPTOR_RESTAURACION

#LOOP J <= %NO_INTERRUPTORES

    K = 1
    #LOOP K <= %NO_SE + %NO_SECC
        #IF K == SECCION #THEN
            #ELSE_IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == 1 #THEN #LOOP_EXIT
            #ELSE
                #LOOP_END

        #IF K > %NO_SE + %NO_SECC #THEN #BLOCK
            !SHOW MESSAGE "ERROR: NO EXISTE UNA SECCIÓN CONECTADA AL INTERRUPTOR" +
J            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(A_BUSCAR_F_RESTAURACION/BUSCAR_FUENTE:
"ERROR. NO EXISTE UNA SECCIÓN CONECTADA AL INTERRUPTOR" +
            %INTERRUPTORES_NOMBRE(J))
            #RETURN
            #BLOCK_END
            #ELSE

        #IF K <= %NO_SE #THEN #RETURN K
        #ELSE #BLOCK
            L = L + 1
            RUTA_SECCION(L) = K
            #LOOP L > 0
                J = 1
                #LOOP J <= %NO_INTERRUPTORES
                    #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == -1 #THEN #BLOCK
                        #IF INTERRUPTOR_EXAMINADO(J) == 1 #THEN
                            #ELSE_IF %INTERRUPTOR_STATUS(J) == 1 #THEN #BLOCK
                                INTERRUPTOR_EXAMINADO(J) = 1
                                #LOOP_EXIT
                                #BLOCK_END
                            #ELSE
                                #BLOCK_END
                        #ELSE
                            #BLOCK_END
                    #ELSE
                        J = J + 1
                #LOOP_END
            #LOOP_END
            #IF L > 0 #THEN
                #ELSE #LOOP_EXIT
            #BLOCK_END
        #LOOP_END

K = 0

```



ISHOW MESSAGE "NO SE HA ENCONTRADO UNA FUENTE AGUAS ARRIDA DEL INTERRPTOR DE RESTAURACIÓN " + INTERRUPTOR\_RESTAURACION

### C.3.2. BUSCAR\_INTERRUPTORES\_FUENTES\_RESTAURACION

```
#LOCAL INTERRUPTOR_EXAMINADO=VECTOR()
;#LOCAL RUTA_RESTAURACION=VECTOR()

#LOCAL I,J,K,L,M,N,O,P,Q,S,PTRO_SECC_SIN_FALLA
#LOCAL
BFR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_BUSCAR_FUENTES/BUSCAR_FUENTE_RESTAURACION.TXT")
#LOCAL
BSR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_BUSCAR_FUENTES/BUSCAR_SECCION_RESTAURACION.TXT")

#IF %NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO <=0 #THEN #BLOCK
;ISHOW MESSAGE "NO EXISTEN INTERRUPTORES DE AISLAMIENTO DE LA FALLA"-
;+"NO SE PUEDE IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE SECCIONES NO FALLADAS"
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("A_BUSCA_F_RESTAURACION: NO EXISTEN INTERRUPTORES DE AISLAMIENTO DE LA FALLA")
#RETURN
#BLOCK_END
#ELSE

INTERRUPTOR_EXAMINADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@RUTA_RESTAURACION=VECTOR()
@RUTA_RESTAURACION(1..%NO_INTERRUPTORES)(1..%NO_SECC)=0

;INICIALIZACION DE VARIABLES
@INTERRUPTOR_RESTAURACION=VECTOR()
@INTERRUPTOR_RESTAURACION(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@FUENTE_RESTAURACION=VECTOR()
@FUENTE_RESTAURACION(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@SECCION_RESTAURACION=VECTOR()
@SECCION_RESTAURACION(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION=VECTOR()
@NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@SECCIONES_SIN_FALLA=VECTOR()
@SECCIONES_SIN_FALLA(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_SECC)=0
@NO_SECCIONES_SIN_FALLA=VECTOR()
@NO_SECCIONES_SIN_FALLA(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)=0

M=1 ;PUNTERO DE VECTOR DE TOTAL DE INTERRUPTORES DE AISLAMIENTO
N=1 ;PUNTERO DE TOTAL DE RUTAS DE RESTAURACION DE LA MATRIZ DE RUTAS DE RESTAURACION

#LOOP M<=%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
L=1 ;PUNTERO DE SECCIÓN EN LA RUTA "N" DE LA MATRIZ DE RUTAS DE RESTAURACION
P=0 ;PUNTERO DE VECTOR DE INTERRUPTORES DE RESTAURACION
S=0 ;INDICADOR DE SI SE BUSCARÁ UNA SECCIÓN O SI SE RELLENARÁ CON LOS CODIGOS
;DE SECCION UNA RUTA
PTRO_SECC_SIN_FALLA=0

J=%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M)

#LOOP L>0
```





UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

#LOOP %INTERRUPTOR_STATUS(J)==1 OR S==1 ;S==1 NO CONSTA
EN FLUJOGRAMA. SOLO POR ESTRUCTURA DE BUCLES EN SCIL
#IF S==1 #THEN #BLOCK
S=0
K=%RUTA_RESTAURACION(N)(L-1) ;DIFERENTE
A FLUJOGRAMA POR ESTRUCTURA DE BUCLE LOOP
N=N+1
Q=1
#LOOP Q<=L-1

@RUTA_RESTAURACION(N)(Q)=%RUTA_RESTAURACION(N-1)(Q)
Q=Q+1
#LOOP_END
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
K=%NO_SE+1
#LOOP K<=%NO_SE+%NO_SECC
#IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K)==-1 #THEN
#LOOP_EXIT
#ELSE K=K+1
#LOOP_END
#IF K>%NO_SE+%NO_SECC #THEN #BLOCK
;SHOW MESSAGE "ERROR: INTERRUPTOR "+J+" NO
ASOCIADO A NINGUNA SECCION AGUAS ABAJO"
@NOTIFY =
CONSOLE_OUTPUT("A_BUSCAR_F_RESTAURACION: ERROR. INTERRUPTOR
"+%INTERRUPTORES_NOMBRE(J)+" NO ASOCIADO A NINGUNA SECCION AGUAS ABAJO")
#LOOP_EXIT
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
@RUTA_RESTAURACION(N)(L)=K ;SECCION
ENCONTRADA, LA AGREGO AL CAMINO "N" DE
;LA MATRIZ DE
RUTAS DE RESTAURACIÓN
L=L+1
PTRO_SECC_SIN_FALLA=PTRO_SECC_SIN_FALLA+1

@SECCIONES_SIN_FALLA(M)(PTRO_SECC_SIN_FALLA)=K
#BLOCK_END
#BLOCK_END
;BUSCAR INTERRUPTOR CONECTADO AGUAS ABAJO DE SECCIÓN
"K":
J=1
#LOOP J<=%NO_INTERRUPTORES
#IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K)==1 #THEN #BLOCK
#BLOCK_END
#ELSE
J=J+1
#LOOP_END

#IF J>%NO_INTERRUPTORES #THEN #LOOP_EXIT
#ELSE
#LOOP_END

#IF J>%NO_INTERRUPTORES #THEN #BLOCK
@RUTA_RESTAURACION(N)(1..%NO_SECC)=0
;#LOOP_WITH I=1..%NO_SECC
; @RUTA_RESTAURACION(N)(I)=0
;#LOOP_END

N=N-1
L=L-1 ;TOMO SECCION PREVIA PARA ANALISIS DE RUTAS
DERIVADAS DE ESTA SECCION
#IF L>1 #THEN
#ELSE L=0
#BLOCK_END

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
#ELSE #BLOCK
    P=P+1
    @INTERRUPTOR_RESTAURACION(M)(P)=J ;AGREGO
INTERRUPTOR "J" A VECTOR DE VECTORES DE RESTAURACION
    @FUENTE_RESTAURACION(M)(P)=DO(BFR.TEXT, K, J)
    @SECCION_RESTAURACION(M)(P)=DO(BSR.TEXT, K, J)
#BLOCK_END
S=1
J=1 ;NO CONSTA EN FLUJOGRAMA. SOLO POR ESTRUCTURA DE BUCLES
EN SCIL
#LOOP_END
@NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(M)=P
@NO_SECCIONES_SIN_FALLA(M)=PTRO_SECC_SIN_FALLA
M=M+1
N=N+1
#LOOP_END

@TOTAL_RUTAS_RESTAURACION=N-1

@CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA=0
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
#LOOP_WITH J=1..%NO_SECCIONES_SIN_FALLA(I)

    @CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA=%CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA+%CARGA_SE
CCION(%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J)-%NO_SE)
#LOOP_END
#LOOP_END

;CALCULO DE CANTIDAD TOTAL DE SECCIONES SIN FALLA
M=0
@TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA=0
#LOOP_WITH I=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    @TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA=%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA+%NO_SECCION
ES_SIN_FALLA(I)
#LOOP_WITH J=1..%NO_SECCIONES_SIN_FALLA(I)
    M=M+1
    ;COLOCAR PROGRAMACIÓN PARA MOSTRAR LOS CÓD. DE LAS SECCIONES
SIN FALLA, VG:
    ;XXXX=%SECCIONES_SIN_FALLA(I,J)
#LOOP_END
#LOOP_END
;COLOCAR PROGRAMACION PARA MOSTRAR TOTAL DE SECCIONES SIN FALLA, VG:
;XXXXXX=%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA

;XXXXX=%CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA
;XXXXX=%CARGA_INTERRUPTOR(%INTERRUPTOR_LOCKOUT)

;***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****

I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "RUTA_RESTAURACION",
%RUTA_RESTAURACION)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION",
%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "INTERRUPTOR_RESTAURACION",
%INTERRUPTOR_RESTAURACION)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTE_RESTAURACION",
%FUENTE_RESTAURACION)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES_SIN_FALLA",
%SECCIONES_SIN_FALLA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "NO_SECCIONES_SIN_FALLA",
%NO_SECCIONES_SIN_FALLA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA",
%CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA",
%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA)
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "SECCION_RESTAURACION",  
%SECCION_RESTAURACION)
```

```
@NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("***** INTERRUPTORES Y FUENTES ENCONTRADOS  
PARA RESTAURACION *****")
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION: ")  
#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
  #IF LENGTH(%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(J))>1 #THEN #BLOCK  
    I = COLLECT(DEC(%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(J)), ",")  
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
  #BLOCK_END  
  #ELSE #BLOCK  
    I = DEC(%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(J))  
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
  #BLOCK_END  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("INTERRUPTOR_RESTAURACION: ")  
#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
;  #IF %NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(J)>1 #THEN #BLOCK  
    I = COLLECT(DEC(%INTERRUPTOR_RESTAURACION(J)), ",")  
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
;  #BLOCK_END  
;  #ELSE #BLOCK  
;    I = DEC(%INTERRUPTOR_RESTAURACION(J))  
;    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
;  #BLOCK_END  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("RUTA_RESTAURACION: ")  
#LOOP_WITH J=1..%TOTAL_RUTAS_RESTAURACION  
  I = COLLECT(DEC(%RUTA_RESTAURACION(J)), ",")  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("FUENTE_RESTAURACION: ")  
#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
  I = COLLECT(DEC(%FUENTE_RESTAURACION(J)), ",")  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCION_RESTAURACION: ")  
#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
  I = COLLECT(DEC(%SECCION_RESTAURACION(J)), ",")  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCIONES_SIN_FALLA: ")  
#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
  I = COLLECT(DEC(%SECCIONES_SIN_FALLA(J)), ",")  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("NO_SECCIONES_SIN_FALLA(POR CAMINO DE AISL.): ")  
;#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
  I = COLLECT(DEC(%NO_SECCIONES_SIN_FALLA), ",")  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
;#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA: ")  
;#LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO  
;I = COLLECT(DEC(%CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA(J)), ",")  
  I = DEC(%CARGA_SECCIONES_SIN_FALLA)  
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)  
;#LOOP_END
```

```
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA: ")  
;#LOOP_WITH J=1..LENGTH(%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA)
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

;i = COLLECT(DEC(%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA), ",")
i = DEC(%TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+i)
;#LOOP_END

```

### C.3.3. BUSCAR\_SECCION\_RESTAURACION

```

.*****
;* FUNCTION BUSCAR_SECCION_RESTAURACION(SECCION, INTERRUPTOR_RESTAURACION
*
.*****
;#ARGUMENT SECCION, INTERRUPTOR_RESTAURACION
#LOCAL K

K = 1
#LOOP K <= %NO_SE + %NO_SECC
  #IF K == SECCION #THEN
  #ELSE_IF %MATRIZ_INCIDENCIA(INTERRUPTOR_RESTAURACION)(K)== 1 #THEN
#LOOP_EXIT
  #ELSE
  K = K + 1
#LOOP_END

#IF K > %NO_SE + %NO_SECC #THEN #BLOCK
  !SHOW MESSAGE "ERROR: NO EXISTE UNA SECCIÓN EN DIRECCIÓN HACIA LA FUENTE
  CONECTADA AL INTERRUPTOR DE RESTAURACIÓN" + INTERRUPTOR_RESTAURACION
  @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("A_BUSCAR_F_RESTAURACION/BUSCAR_SECCION:
  ERROR. NO EXISTE UNA SECCIÓN EN DIRECCIÓN HACIA LA FUENTE CONECTADA AL
  INTERRUPTOR DE RESTAURACIÓN " +
  %INTERRUPTORES_NOMBRE(INTERRUPTOR_RESTAURACION))
  #RETURN
#BLOCK_END
#ELSE #RETURN K

```

### C.3.4. AGREGAR\_INTERRUPTOR\_ABIERTO

```

.*****
;* SUB AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO(CODIGO_INTERRUPTOR) *
.*****
;#ARGUMENT CODIGO_INTERRUPTOR
#LOCAL I, F

#LOOP %FUENTES(F) <>
#FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(CODIGO_INTERRUPTOR)
  F = F + 1
#LOOP_END
#LOOP %RECONFIGURACION_ABIERTOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I) <> 0
  I = I + 1
#LOOP_END
@RECONFIGURACION_ABIERTOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I) =
CODIGO_INTERRUPTOR

;i = LENGTH(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F))
;@RECONFIGURACION_ABIERTOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I+1) =
CODIGO_INTERRUPTOR

```



### C.3.5. AGREGAR\_INTERRUPTOR\_CERRADO

```

*****
;* SUB AGREGAR_INTERRUPTOR_CERRADO(CODIGO_INTERRUPTOR, SECCION) *
*****

#ARGUMENT CODIGO_INTERRUPTOR, SECCION

#LOCAL I, F

F = 1
#LOOP %FUENTES(F) <>
%FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(CODIGO_INTERRUPTOR)
  F = F + 1
#LOOP_END
I = 1
#LOOP %RECONFIGURACION_CERRADOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I) <>
  0
  I = I + 1
#LOOP_END
@RECONFIGURACION_CERRADOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I) =
CODIGO_INTERRUPTOR

;I = LENGTH(%RECONFIGURACION_CERRADOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F))
;@RECONFIGURACION_CERRADOS(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(F)(I+1) =
CODIGO_INTERRUPTOR

@CARGA_ASUMIDA_FUENTE(%FUENTES(F)) = %CARGA_ASUMIDA_FUENTE(%FUENTES(F)) +
%CARGA_SECCION(SECCION - %NO_SE)

```

### C.3.6. BUSCAR\_INTERRUPTORES\_SECCION\_RESTAURADA

```

*****
;* SUB BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAURADA(INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, *
;* SECCION, AUXILIAR, F *
*****

#ARGUMENT INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, SECCION, AUXILIAR, F

#LOCAL K, J
#LOCAL
AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION
_SELECCIONAR_FUENTES/AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TXT")

K = SECCION
J = 1
#LOOP J <= %NO_INTERRUPTORES
  #IF INTERRUPTOR_AISLAMIENTO == J #THEN
  #ELSE #BLOCK
    #IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == 1 OR %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == -1 #THEN #BLOCK
    #IF %INTERRUPTOR_ANALIZADO(J) == 1 #THEN
      ;'FUENTERESTAURACION_INTERRUPTOR(J) = 0
      ;'R = R + 1
      ;'RECONFIGURACION_ABIERTOS(F, R, CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO) = J
    #ELSE #BLOCK
      @INTERRUPTOR_ANALIZADO(J) = 1
      #IF %INTERRUPTOR_STATUS(J) == 1 #THEN #BLOCK
        #IF AUXILIAR == 1 #THEN
        #ELSE #BLOCK
          @SECCION_FUENTE_INTERRUPTOR(J) = K
          @FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(J) = %FUENTES(F)
        #BLOCK_END
      #BLOCK_END

```



```

#ELSE #BLOCK
  @EJECUTAR = DO(AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TEXT, J)
  @FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(J) = 0
  ;RECONFIGURACION_ABIERTOS(F, R, CONT_INTERRUPTORES AISLAMIENTO) = J
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#ELSE
#BLOCK_END
J = J + 1
#LOOP_END

```

### C.3.7. BUSCAR\_SECCION\_Y\_FUENTE

```

*****
;* SUB BUSCAR_SECCION_Y_FUENTE(INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, SECCION_FUENTE, *
;* INTERRUPTOR_RESTAURACION, SECCION, CONTADOR *
*****

#ARGUMENT          INTERRUPTOR_AISLAMIENTO,          SECCION_FUENTE,
INTERRUPTOR_RESTAURACION ;, SECCION, CONTADOR

#LOCAL INTERRUPTOR_EXAMINADO=VECTOR()
#LOCAL RUTA_SECCION=VECTOR()

#LOCAL J, K, L, P, S, PRIMERA_ITERACION, RESULTADO=VECTOR(), SECCION_F
RESULTADO(1..2)=0

INTERRUPTOR_EXAMINADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
RUTA_SECCION(1..%NO_INTERRUPTORES)=0

L = 1 ;PUNTERO DE SECCIÓN EN LA RUTA "N" DE LA MATRIZ DE RUTAS DE RESTAURACION
P = 0 ;PUNTERO DE VECTOR DE INTERRUPTORES DE RESTAURACIÓN
S = 0 ;INDICADOR DE SI SE BUSCARÁ UNA SECCIÓN O SI SE RELLENARÁ CON LOS COD. DE
SECCIÓN UNA RUTA
SECCION_F = SECCION_FUENTE

J = INTERRUPTOR_RESTAURACION ;INICIO BUSQUEDA DE SECCIÓN A PARTIR DEL
INTERRUPTOR DE RESTAURACION
INTERRUPTOR_EXAMINADO(J) = 1

PRIMERA_ITERACION=1
#LOOP L > 0
  #LOOP %INTERRUPTOR_STATUS(J) == 1 OR S==1 OR PRIMERA_ITERACION==1
  ;S==1 Y PRIMERA_ITERACION==1 DIFERENTE A FLUJOGRAMA YA QUE EN SCIL NO
EXISTE UN BUCLE DO..LOOP_WHILE, SOLO LOOP_WHILE..DO
  PRIMERA_ITERACION=0
  #IF S == 1 #THEN #BLOCK
  S = 0
  K = RUTA_SECCION(L-1) ;DIFERENTE A FLUJOGRAMA YA QUE EN SCIL NO EXISTE UN
BUCLE DO..LOOP_WHILE, SOLO LOOP_WHILE..DO
  #BLOCK_END
  #ELSE #BLOCK
  ;BUSCO SECCIÓN:
  K = 1 + %NO_SE
#LOOP_EXIT
  #ELSE
  K = K + 1
#LOOP_END

#IF K > %NO_SE + %NO_SECC #THEN #BLOCK
!SHOW MESSAGE "ERROR: INTERRUPTOR " + J + " NO ASOCIADO A NINGUNA
SECCIÓN AGUAS ABAJO!!!"
#RETURN

```



```

#BLOCK_END
#ELSE

    RUTA_SECCION(L) = K ;SECCIÓN ENCONTRADA, LA AGREGO AL CAMINO "N" DE LA
    MATRIZ DE RUTAS DE RESTAURACIÓN
    L = L + 1
#BLOCK_END

SECCION_F = K

;BUSCO INTERRUPTOR CONECTADO AGUAS ABAJO DE SECCIÓN "K"
J = 1

#LOOP J <= %NO_INTERRUPTORES
#IF INTERRUPTOR_AISLAMIENTO == J #THEN
#ELSE #BLOCK
#IF %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == 1 OR %MATRIZ_INCIDENCIA(J)(K) == -1 #THEN
#BLOCK
#IF INTERRUPTOR_EXAMINADO(J) == 1 #THEN
#ELSE #BLOCK
    INTERRUPTOR_EXAMINADO(J) = 1
    #LOOP_EXIT
#BLOCK_END
#BLOCK_END
#ELSE
#BLOCK_END
J = J + 1
#LOOP_END

#IF J > %NO_INTERRUPTORES #THEN #LOOP_EXIT
#ELSE
#LOOP_END

#IF J > %NO_INTERRUPTORES #THEN #BLOCK
L = L - 1 ;TOMO SECCIÓN PREVIA PARA ANALISIS DE RUTAS DERIVADAS DE ESTA
SECCIÓN
#IF L>1 #THEN
#ELSE L=0
#BLOCK_END
#ELSE #BLOCK
#IF INTERRUPTOR_AISLAMIENTO == J #THEN
#ELSE P = P + 1
#BLOCK_END

S = 1 ;DEBO ENTRAR EN BUCLE DE ADICIÓN DE SECCIONES MADRE DE LA RUTA
"N"
J = 1 ;NO CONSTA EN FLUJOGRAMA. SOLO POR ESTRUCTURA DE BUCLES EN
SCIL

#LOOP_END

;SECCION = RUTA_SECCION(1)
;CONTADOR = P

RESULTADO(1)=RUTA_SECCION(1)
RESULTADO(2)=P
#RETURN RESULTADO

```

### C.3.8. RESTAURACION\_GENERAL

```

.*****
;
;* PROGRAMA PARA BUSCAR LAS MEJORES FUENTES DE RESTAURACIÓN Y GENERAR *
;* LOS VECTORES CON LAS OPERACIONES A EJECUTAR PARA IMPLEMENTAR LA *
;* RESTAURACIÓN. *
.*****
;

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

;DEFINO Y OBTENGO SUBROUTINAS
#LOCAL
MARGEN_CAPACIDAD_FUENTES=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_GENERAL/MARGEN
_CAPACIDAD_FUENTES.TXT")
#LOCAL
SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAUR
ACION_SELECCIONAR_FUENTES/SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION.TXT")

;#LOCAL RECONFIGURACION_ABIERTOS=VECTOR()
;#LOCAL RECONFIGURACION_CERRADOS=VECTOR()

#IF %NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO<=0 #THEN #BLOCK
;!SHOW MESSAGE "NO EXISTEN INTERRUPTORES DE AISLAMIENTO DE LA FALLA"-
;+"NO SE PUEDE IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE SECCIONES NO FALLADAS"
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("A_SELECCION_F_RESTAURACION: NO EXISTEN
INTERRUPTORES DE AISLAMIENTO DE LA FALLA")
#RETURN
#BLOCK_END
#ELSE

;INICIALIZACIÓN DE VARIABLES LOCALES:
;FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
;SECCION_FUENTE_INTERRUPTOR(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
;FUENTES(1..%NO_SE)=0
;FUENTES_W(1..%NO_SE)=0

@SECCION_FUENTE_INTERRUPTOR=VECTOR()
@SECCION_FUENTE_INTERRUPTOR(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@CARGA_ASUMIDA_FUENTE=VECTOR()
@CARGA_ASUMIDA_FUENTE(1..%NO_SE)=0
@FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR=VECTOR()
@FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@FUENTE_RESTAURACION_SECCION=VECTOR()
@FUENTE_RESTAURACION_SECCION(1..%NO_SECC)=0
@FUENTES=VECTOR()
@FUENTES(1..%NO_SE)=0
@FUENTES_W=VECTOR()
@FUENTES_W(1..%NO_SE)=0

;INICIALIZAR VARIABLES CON COMANDOS A EJECUTAR EN INTERRUPTORES
*****
@RECONFIGURACION_ABIERTOS=VECTOR()
;@RECONFIGURACION_ABIERTOS(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_SE)(1..
%NO_INTERRUPTORES)=0
@RECONFIGURACION_CERRADOS=VECTOR()
;@RECONFIGURACION_CERRADOS(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(1..%NO_SE)(1..
%NO_INTERRUPTORES)=0

#LOOP_WITH I = 1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
@RECONFIGURACION_ABIERTOS(I)=0
@RECONFIGURACION_CERRADOS(I)=0
#LOOP_WITH J = 1..%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(I)
@RECONFIGURACION_ABIERTOS(I)(J)=0
@RECONFIGURACION_CERRADOS(I)(J)=0
@RECONFIGURACION_ABIERTOS(I)(J)(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
@RECONFIGURACION_CERRADOS(I)(J)(1..%NO_INTERRUPTORES)=0
#LOOP_END
#LOOP_END

*****
;
*****
;
;INICIO PROGRAMA

#IF MARGEN_CAPACIDAD_FUENTES.STATUS==0 #THEN #DO
MARGEN_CAPACIDAD_FUENTES.TEXT

```





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
#ELSE #RETURN

@CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO=1
#LOOP %CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO <= %NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    INTERRUPTOR_AISLAMIENTO=%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)
    J=1
    #LOOP
    J<=%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)

        INTERRUPTOR_AUXILIAR=%INTERRUPTOR_RESTAURACION(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(J)

        FUENTE_AUXILIAR=%FUENTE_RESTAURACION(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(J)

        SECCION_AUXILIAR=%SECCION_RESTAURACION(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)(J)

        @FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(INTERRUPTOR_AUXILIAR)=FUENTE_AUXILIAR
        @SECCION_FUENTE_INTERRUPTOR(INTERRUPTOR_AUXILIAR)=SECCION_AUXILIAR

            @FUENTES(J)=FUENTE_AUXILIAR
            @FUENTES_W(J)=%MARGEN_CAPACIDAD_FUENTE(FUENTE_AUXILIAR)

            J=J+1
        #LOOP_END

        NO_FUENTES_RESTAURACION=%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)
        @EJECUTAR=DO(SELECCIONAR_FUENTES_RESTAURACION.TEXT,INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, NO_FUENTES_RESTAURACION)

        @CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO=%CONT_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO+1
    #LOOP_END

;CALCULO CANTIDAD TOTAL DE SECC. Y CARGA TOTAL DE SECC.SIN FALLA RESTAURADAS Y MUESTRO CÓDIGO DE LAS SECCIONES SIN FALLA RESTAURADAS:

@SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS=VECTOR()
@SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)=0
TOTAL_CARGA_RESTAURADA = 0
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS = 0
#LOOP_WITH I = 1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    M = 0
    @SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(I) = VECTOR()
    #LOOP_WITH J = 1.. %NO_SECCIONES_SIN_FALLA(I)
        #IF %FUENTE_RESTAURACION_SECCION(%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J) - %NO_SE) == 0 #THEN
            #ELSE #BLOCK
                M = M + 1
                ;WORKSHEETS("FINAL").CELLS(11, M + 2) = %SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J)

                @SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(I)(M)=%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J)

                ;@SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(I)=INSERT_ELEMENT(%SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS,(M),%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J))
                TOTAL_CARGA_RESTAURADA = TOTAL_CARGA_RESTAURADA + %CARGA_SECCION(%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J) - %NO_SE)
                TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS = TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS + 1
            #BLOCK_END
        #LOOP_END
    #LOOP_END
```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
#LOOP_END

;CALCULO CANTIDAD TOTAL DE SECC. Y CARGA TOTAL DE SECC.SIN FALLA NO
RESTAURADAS Y MUESTRO CÓDIGO DE LAS SECCIONES SIN FALLA NO RESTAURADAS:
@SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS=VECTOR()
@SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS(1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO)=0
TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA = 0
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS = 0
#LOOP_WITH I = 1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    M = 0
    @SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS(I) = VECTOR()
    #LOOP_WITH J = 1..%NO_SECCIONES_SIN_FALLA(I)
    #IF %FUENTE_RESTAURACION_SECCION(%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J) - %NO_SE)
    == 0 #THEN #BLOCK
        M = M + 1
        ;WORKSHEETS("FINAL").CELLS(12, M + 2) = %SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J)

        @SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS(I)(M)=%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J)

        ;@SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS(I)=INSERT_ELEMENT(%SECCIONES_
SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS,(M),%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J))
        TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA =
TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA + %CARGA_SECCION(%SECCIONES_SIN_FALLA(I)(J) -
%NO_SE)
        TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS =
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS + 1
    #BLOCK_END
    #ELSE
#LOOP_END
#LOOP_END
```

```
.***** REGISTRO EN SCIL DATABASE *****
;
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "CARGA_ASUMIDA_FUENTE",
%CARGA_ASUMIDA_FUENTE)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTE_RESTAURACION_SECCION",
%FUENTE_RESTAURACION_SECCION)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTES", %FUENTES)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "FUENTES_W", %FUENTES_W)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "RECONFIGURACION_ABIERTOS",
%RECONFIGURACION_ABIERTOS)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "RECONFIGURACION_CERRADOS",
%RECONFIGURACION_CERRADOS)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS",
%SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS",
%SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "TOTAL_CARGA_RESTAURADA",
TOTAL_CARGA_RESTAURADA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS",
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA",
TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA)
I = DATA_MANAGER("PUT", %SCIL_FILE.HANDLE, "TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS",
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS)
```

```
.***** REPORTE EN NOTIFICATION WINDOW *****
;
.*****
;
.*****
;
***** CONVERSION A VECTORES DE TEXTO *****
```

```
@NOTIFY=CONSOLE_OUTPUT("***** FUENTES RESTAURACION SELECCIONADOS,
OPERACION DE EQUIPOS DETERMINADO *****")
```



```

I = COLLECT(DEC(%FUENTE_RESTAURACION_SECCION), ",")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("FUENTE_RESTAURACION_SECCION: "+I)
I = COLLECT(DEC(%CARGA_ASUMIDA_FUENTE), ",")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CARGA_ASUMIDA_FUENTE(CARGA POR RESTAURARA
ESPERADA): "+I)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS:")
#LOOP_WITH J=1..LENGTH(%SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS)
    I = COLLECT(DEC(%SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(J)), ",")
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO "+DEC(J)+": "+I)
#LOOP_END
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS:")
;#LOOP_WITH J=1..LENGTH(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS)
;    I = COLLECT(DEC(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS(J)), ",")
;    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO "+DEC(J)+": "+I)
;#LOOP_END
I = DEC(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_RESTAURADAS)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" = " + CONSOLE_OUTPUT("
TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS:")
;#LOOP_WITH J=1..LENGTH(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS)
;    I = COLLECT(DEC(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS(J)), ",")
;    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO "+DEC(J)+": "+I)
;#LOOP_END
I = DEC(TOTAL_SECCIONES_SIN_FALLA_NO_RESTAURADAS)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" - "+I)

I = DEC(TOTAL_CARGA_RESTAURADA)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TOTAL_CARGA_RESTAURADA: "+I)

I = DEC(TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA)
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TOTAL_CARGA_NO_RESTAURADA: "+I)

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** RECONFIGURACION_ABIERTOS:")
#LOOP_WITH M=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO DE INTERR AISLAMIENTO "+
DEC(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M)))
    #LOOP_WITH J=1..LENGTH(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M))
        I = COLLECT(DEC(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J)), ",")
        @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO FUENTE RESTAURACIÓN ÍTEM
"+DEC(J)+": "+I)
    #LOOP_END
#LOOP_END

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** RECONFIGURACION_CERRADOS:")
#LOOP_WITH M=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO DE INTERR AISLAMIENTO "+
DEC(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M)))
    #LOOP_WITH J=1..LENGTH(%RECONFIGURACION_CERRADOS(M))
        I = COLLECT(DEC(%RECONFIGURACION_CERRADOS(M)(J)), ",")
        @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("CAMINO FUENTE RESTAURACIÓN ÍTEM
"+DEC(J)+": "+I)
    #LOOP_END
#LOOP_END

```

### C.3.9. SELECCIONAR FUENTES RESTAURACION

```

*****
;
; * PROGRAMA PARA SELECCIONAR LAS FUENTES DE RESTAURACIÓN PARA UN *
; * DETERMINADO INTERRUPTOR DE AISLAMIENTO *
;
*****

#ARGUMENT INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, NO_FUENTES_RESTAURACION

```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```
#LOCAL MARGEN_CAPACIDAD
#LOCAL SECCION_MAYOR      ;CÓDIGO DE SECCION CON MÁS CARGA PARA UNA FUENTE
DE RESTAURACION
#LOCAL F                  ;INDICE DE VECTOR DE FUENTES DE RESTAURACION "FUENTES()" Y
"FUENTESW()".
                          ;NO ES EL CÓDIGO DE LA FUENTE. EL CÓDIGO ESTÁ EN EL VECTOR
"FUENTES()"

#LOCAL CARGA, AUXILIAR
#LOCAL INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO

;OBTENGO VECTORES TEXTO CON SUBROUTINAS:
#LOCAL
TODAS_FUENTES_EXAMINADAS=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SE
LECCIONAR_FUENTES/TODAS_FUENTES_EXAMINADAS.TXT")
#LOCAL
FUENTE_DISPONIBLE=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONA
R_FUENTES/FUENTE_DISPONIBLE.TXT")
#LOCAL
BUSCAR_FUENTE_MAYOR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECC
IONAR_FUENTES/BUSCAR_FUENTE_MAYOR.TXT")
#LOCAL
BUSCAR_SECCION_SIN_FALLA_FUENTES_ALTERNATIVAS=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_AP
L/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/BUSCAR_SECCION_SIN_FALLA_FUENTES_A
LTERNATIVAS.TXT")
#LOCAL
BUSCAR_SECCION_MAYOR=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELEC
CIONAR_FUENTES/BUSCAR_SECCION_MAYOR.TXT")
#LOCAL
TOMAR_CARGA=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION_SELECCIONAR_FU
ENTES/TOMAR_CARGA.TXT")
#LOCAL
AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA_RESTAURACION
_SELECCIONAR_FUENTES/AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TXT")
#LOCAL
BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAURADA=TEXT_READ("/APL/LENTAG/DA_APL/DA
_RESTAURACION_SELECCIONAR_FUENTES/BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAUR
ADA.TXT")

@INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION=VECTOR()
@INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(1..%NO_SECC)=0
@INTERRUPTOR_ANALIZADO=VECTOR()
@INTERRUPTOR_ANALIZADO(1..%NO_INTERRUPTORES)=0

;R = 0
;S = 0

#LOOP DO(TODAS_FUENTES_EXAMINADAS.TEXT, NO_FUENTES_RESTAURACION)==0
  F = DO(BUSCAR_FUENTE_MAYOR.TEXT, NO_FUENTES_RESTAURACION)

  #IF DO(FUENTE_DISPONIBLE.TEXT,%FUENTES(F)) == 1 #THEN #BLOCK
    MARGEN_CAPACIDAD = %FUENTES_W(F)
    @EJECUTAR = DO(BUSCAR_SECCION_SIN_FALLA_FUENTES_ALTERNATIVAS.TEXT,
INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, %FUENTES(F))

    SECCION_MAYOR = DO(BUSCAR_SECCION_MAYOR.TEXT)

    #IF %FUENTE_RESTAURACION_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE) == 0 #THEN
#BLOCK      ;VERIFICO SI LA SECCION AUN NO HA SIDO RESTAURADA (ASIGNADA A UNA
FUENTE)

    CARGA = %CARGA_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)

    #IF CARGA < MARGEN_CAPACIDAD #THEN #BLOCK
      AUXILIAR = 0
```



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

    @EJECUTAR = DO(TOMAR_CARGA.TEXT, SECCION_MAYOR)
    MARGEN_CAPACIDAD = MARGEN_CAPACIDAD - CARGA
    @FUENTES_W(F) = MARGEN_CAPACIDAD
    @FUENTE_RESTAURACION_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE) = %FUENTES(F)
;REGISTRO EN VECTOR DE SECCIONES, LA FUENTE DE RESTAURACION FINAL
    #BLOCK_END                                     ;CORRESPONDIENTE A CADA SECCION
    #ELSE #BLOCK
        AUXILIAR = 1
        INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO
%INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE) =
    @EJECUTAR = DO(AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TEXT,
    INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) ;NUEVO
    ;RECONFIGURACION_ABIERTOS(F, R, CONT_INTERRUPTORES AISLAMIENTO) = J
;NUEVO
    #BLOCK_END

        INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO =
%INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)
    @FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) =
0
    @INTERRUPTOR_ANALIZADO(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) = 1

    @EJECUTAR = DO(BUSCAR_INTERRUPTORES_SECCION_RESTAURADA.TEXT,
    INTERRUPTOR_AISLAMIENTO, SECCION_MAYOR, AUXILIAR, F)
    #BLOCK_END
    #ELSE #BLOCK
        INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO =
%INTERRUPTOR_FUENTE_SECCION(SECCION_MAYOR - %NO_SE)
    @EJECUTAR = DO(AGREGAR_INTERRUPTOR_ABIERTO.TEXT,
    INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO)
    @FUENTE_RESTAURACION_INTERRUPTOR(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) =
0
    @INTERRUPTOR_ANALIZADO(INTERRUPTOR_RESTAURACION_LISTO) = 1
    #BLOCK_END
    #BLOCK_END
    #ELSE @FUENTES(F) = 0
        ;FUENTESW(F) = 0 'OJOOOOOOOOOOOOOOOOOOOO
#LOOP_END

```

### C.4. GRUPO DE PROGRAMAS “DA\_RECONFIGURACION”

#### C.4.1. EJECUTA\_RECONFIGURACION

```

;*****
;***** PROGRAMA PARA LA RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA
;*****
;***** PARA LA RESTAURACIÓN DE CARGA *****
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("*****")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** ARRANCA MANIOBRAS DE RECONFIGURACION
*****")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")

IX = 10

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** SECCIONAMIENTO PARA AISLAMIENTO DE
SECCIÓN CON FALLA (APERTURA DE INTERRUPTORES):")
#LOOP_WITH M = 1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    J = %INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M)
    #IF J<>0 #THEN #BLOCK
        LN = %INTERRUPTORES_LN(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M))
        I = %INTERRUPTORES_NOMBRE(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M))
        #CASE 'LN':POV'IX'

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

;WHEN 2 #BLOCK                                ;INTERRUPTOR YA
ESTÁ ABIERTO
        @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          - APERTURA NO
ENVIADA. "+I+" YA ESTÁ ABIERTO")
        #BLOCK_END
        #WHEN 1 #BLOCK
            #SET 'LN':POV'IX' = 2
            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          - APERTURA DE "+I)
            #PAUSE 1
        #BLOCK_END
        #OTHERWISE #BLOCK
            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          - "+I+" DESCONOCIDO.
OPERACIÓN APERTURA CANCELADA!!!")
            #RETURN
        #BLOCK_END
    #CASE_END
#BLOCK_END
#ELSE #LOOP_EXIT
#LOOP_END

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** SECCIONAMIENTO PARA BALANCEO DE DE CARGA
(APERTURA DE INTERRUPTORES):")
#LOOP_WITH M=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("SECCIONAMIENTO EN CAMINO DE INTERRUPTOR
DE AISLAMIENTO "+%INTERRUPTORES_NOMBRE(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M))+":")
    #LOOP_WITH J = 1..%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(M)
        @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT(" INTERRUPTORES A ABRIR EN CAMINO DE
FUENTE RESTAURACIÓN "+%SE_NOMBRE(%FUENTE_RESTAURACION(M)(J))+":")
        #LOOP_WITH K=1..LENGTH(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J))
            ;O HASTA %NO_INTERRUPTORES
                I = %RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J)(K)
                #IF I<>0 #THEN #BLOCK
                    LN
                    %INTERRUPTORES_LN(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J)(K))
                    I
                    %INTERRUPTORES_NOMBRE(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J)(K))
                    #CASE 'LN':POV'IX'
                        #WHEN 2 #BLOCK
                            ;INTERRUPTOR YA ESTÁ ABIERTO
                                @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          -
APERTURA NO ENVIADA. "+I+" YA ESTÁ ABIERTO")
                                #BLOCK_END
                                #WHEN 1 #BLOCK
                                    #SET 'LN':POV'IX' = 2
                                    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          -
APERTURA DE "+I)
                                    #PAUSE 1
                                #BLOCK_END
                                #OTHERWISE #BLOCK
                                    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("          - "+I+"
DESCONOCIDO. OPERACIÓN APERTURA CANCELADA!!!")
                                    #RETURN
                                #BLOCK_END
                            #CASE_END
                        #BLOCK_END
                    #ELSE #LOOP_EXIT
                #LOOP_END
            #LOOP_END
        #LOOP_END
    #LOOP_END

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("")
@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** TOMA DE CARGA DE SECCIONES SIN FALLA
(CIERRE DE INTERRUPTORES):")
#LOOP_WITH M=1..%NO_INTERRUPTORES_AISLAMIENTO
    @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("TOMA DE CARGA EN CAMINO DE INTERRUPTOR DE
AISLAMIENTO "+%INTERRUPTORES_NOMBRE(%INTERRUPTOR_AISLAMIENTO(M))+":")
    #LOOP_WITH J=1..%NO_INTERRUPTORES_RESTAURACION(M)

```



UNIVERSIDAD DE CUENCA

```

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("  INTERRUPTORES A CERRAR EN CAMINO
DE FUENTE RESTAURACIÓN "+%SE_NOMBRE(%FUENTE_RESTAURACION(M)(J))+":")
#LOOP_WITH K = 1..LENGTH(%RECONFIGURACION_ABIERTOS(M)(J))
;O HASTA %NO_INTERRUPTORES
    I = %RECONFIGURACION_CERRADOS(M)(J)(K)
    #IF I<>0 #THEN #BLOCK
    #BLOCK_END
    #ELSE #LOOP_EXIT
#LOOP_END
K = K-1

#LOOP K >= 1
    LN
%INTERRUPTORES_LN(%RECONFIGURACION_CERRADOS(M)(J)(K))
    I
%INTERRUPTORES_NOMBRE(%RECONFIGURACION_CERRADOS(M)(J)(K))
    #CASE 'LN':POV'IX'
        #WHEN 1 #BLOCK
        ;INTERRUPTOR YA ESTÁ CERRADO
            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("      - CIERRE NO
ENVIADO. "+I+" YA ESTÁ CERRADO")
            #BLOCK_END
            #WHEN 2 #BLOCK
            #SET 'LN':POV'IX' = 1
            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("      - CIERRE DE "+I)
            #PAUSE 1
            #BLOCK_END
            #OTHERWISE #BLOCK
            @NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("      - "+I+"
DESCONOCIDO. OPERACIÓN CIERRE CANCELADA!!!")
            #RETURN
            #BLOCK_END
        #CASE_END
        K = K-1
    #LOOP_END
#LOOP_END
#LOOP_END

@NOTIFY = CONSOLE_OUTPUT("***** RECONFIGURACIÓN EJECUTADA
EXITOSAMENTE!!! *****")

```



## ANEXO D

---

# PROTOCOLOS DE PRUEBA PARA ENTORNO DE SIMULACIÓN CON EL MODELO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

---

Este anexo contiene los protocolos con los resultados de las prueba funcionales de la inteligencia FLISR de la subestación 14, ejecutada en modo simulación para los dieciséis escenarios del modelo de sistema de distribución de la figura 9.1 del capítulo 9.





## D.1. ESCENARIO DE PRUEBA S001.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S001	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	a	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1	
Condiciones generales:	B1 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	8500	5000
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



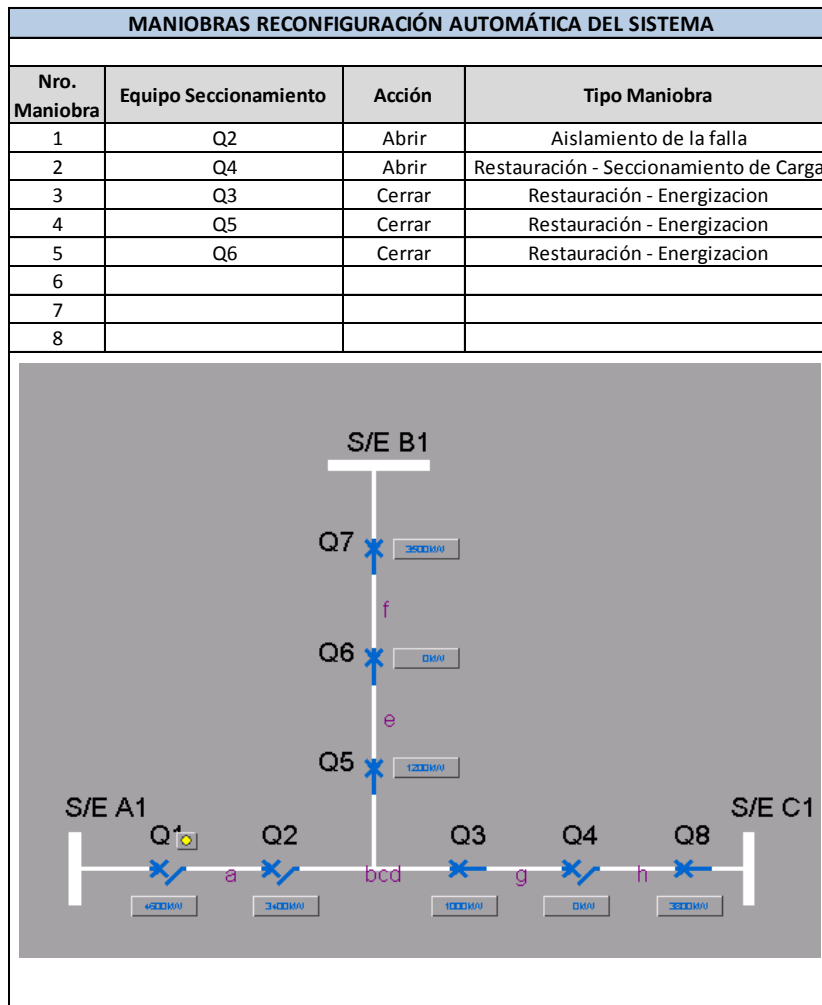


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
		<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>
Secciones sin falla:		cdb	1200
		g	1000
		e	1200
Total de carga Secciones sin falla:	-		3400
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_C1, SE_B1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb	1200	SE_B1
	g	1000	SE_B1
	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	3400	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	3400	1600
	SE_C1	0	2200
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	3400
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb, g, e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



## D.2. ESCENARIO DE PRUEBA S002.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S002																												
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	a																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1																												
Condiciones generales:	B1 y C1 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 asume mayor carga.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Q1</td><td>4600</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q2</td><td>3400</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>1000</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q4</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q5</td><td>1200</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q6</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q7</td><td>3500</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q8</td><td>3800</td><td>Cerrado</td></tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	Q1	4600	Cerrado	Q2	3400	Cerrado	Q3	1000	Cerrado	Q4	0	Abierto	Q5	1200	Cerrado	Q6	0	Abierto	Q7	3500	Cerrado	Q8	3800	Cerrado
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
Q1	4600	Cerrado																											
Q2	3400	Cerrado																											
Q3	1000	Cerrado																											
Q4	0	Abierto																											
Q5	1200	Cerrado																											
Q6	0	Abierto																											
Q7	3500	Cerrado																											
Q8	3800	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a</td><td>1200</td></tr> <tr><td>bcd</td><td>1200</td></tr> <tr><td>e</td><td>1200</td></tr> <tr><td>f</td><td>3500</td></tr> <tr><td>g</td><td>1000</td></tr> <tr><td>h</td><td>3800</td></tr> </tbody> </table>		Sección	Carga [kW]***	a	1200	bcd	1200	e	1200	f	3500	g	1000	h	3800														
Sección	Carga [kW]***																												
a	1200																												
bcd	1200																												
e	1200																												
f	3500																												
g	1000																												
h	3800																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>SE_A1</td><td>6000</td><td>1400</td></tr> <tr><td>SE_B1</td><td>6000</td><td>2500</td></tr> <tr><td>SE_C1</td><td>6000</td><td>2200</td></tr> </tbody> </table>			Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	SE_A1	6000	1400	SE_B1	6000	2500	SE_C1	6000	2200															
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
SE_A1	6000	1400																											
SE_B1	6000	2500																											
SE_C1	6000	2200																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													

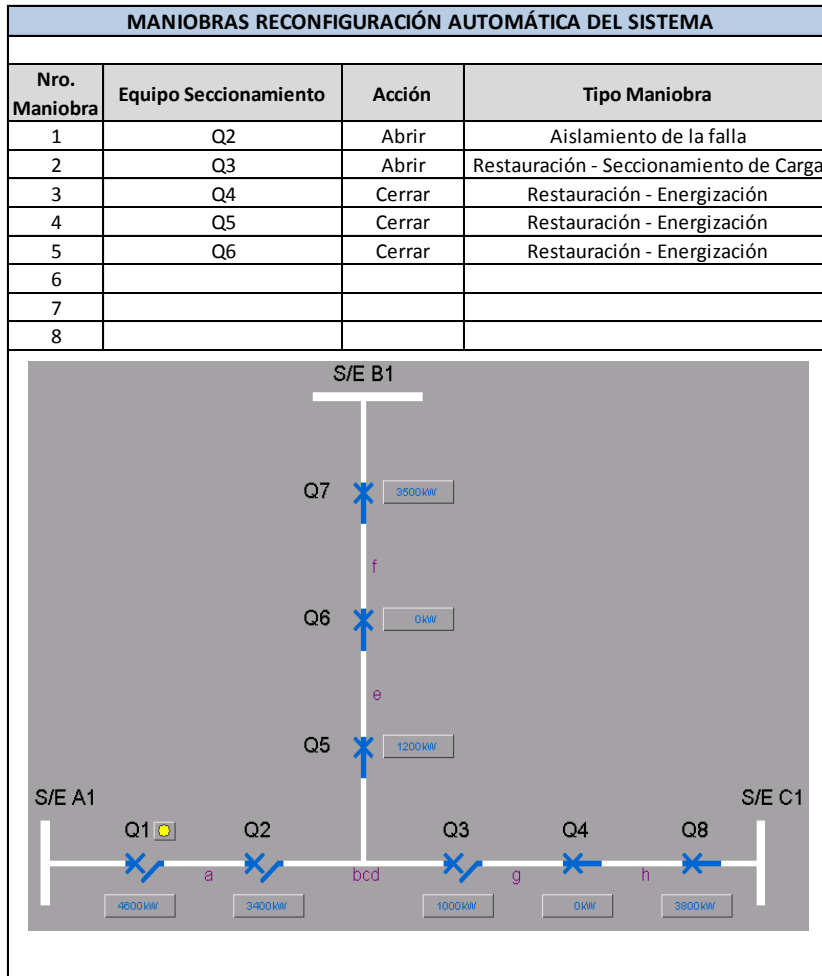


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	3400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb	1200	SE_B1
	g	1000	SE_C1
	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	3400	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	2400	100
	SE_C1	1000	1200
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	3400
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb, g, e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.3. ESCENARIO DE PRUEBA S003.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S003																												
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	a																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1																												
Condiciones generales:	C1 y B1 puede asumir las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 asume mayor carga.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Q1</td><td>4600</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q2</td><td>3400</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>1000</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q4</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q5</td><td>1200</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q6</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q7</td><td>3500</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q8</td><td>3800</td><td>Cerrado</td></tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	Q1	4600	Cerrado	Q2	3400	Cerrado	Q3	1000	Cerrado	Q4	0	Abierto	Q5	1200	Cerrado	Q6	0	Abierto	Q7	3500	Cerrado	Q8	3800	Cerrado
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
Q1	4600	Cerrado																											
Q2	3400	Cerrado																											
Q3	1000	Cerrado																											
Q4	0	Abierto																											
Q5	1200	Cerrado																											
Q6	0	Abierto																											
Q7	3500	Cerrado																											
Q8	3800	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a</td><td>1200</td></tr> <tr><td>bcd</td><td>1200</td></tr> <tr><td>e</td><td>1200</td></tr> <tr><td>f</td><td>3500</td></tr> <tr><td>g</td><td>1000</td></tr> <tr><td>h</td><td>3800</td></tr> </tbody> </table>		Sección	Carga [kW]***	a	1200	bcd	1200	e	1200	f	3500	g	1000	h	3800														
Sección	Carga [kW]***																												
a	1200																												
bcd	1200																												
e	1200																												
f	3500																												
g	1000																												
h	3800																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>SE_A1</td><td>6000</td><td>1400</td></tr> <tr><td>SE_B1</td><td>6000</td><td>2500</td></tr> <tr><td>SE_C1</td><td>6500</td><td>2700</td></tr> </tbody> </table>		Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	SE_A1	6000	1400	SE_B1	6000	2500	SE_C1	6500	2700																
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
SE_A1	6000	1400																											
SE_B1	6000	2500																											
SE_C1	6500	2700																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	3400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb	1200	SE_C1
	g	1000	SE_C1
	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	3400	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	1000	1500
	SE_C1	2400	300
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			





UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1	Q2	Abrir	Aislamiento de la falla
2	Q3	Cerrar	Restauración - Energización
3	Q4	Cerrar	Restauración - Energización
4	Q5	Abrir	Restauración - Seccionamiento de Carga
5	Q6	Cerrar	Restauración - Energización
6			
7			
8			

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	3400
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb, g, e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.4. ESCENARIO DE PRUEBA S004.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S004	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	a	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1	
Condiciones generales:	B1 puede asumir parcialmente las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no puede asumir carga.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	4500	700
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	3400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb	1200	SE_B1
	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	2400	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	2400	100
	SE_C1	0	700
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	g	1000	
Total Carga NO restaurada:		1000	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1	Q2	Abrir	Aislamiento de la falla
2	Q3	Abrir	Restauración - Seccionamiento de Carga
3	Q4	Abrir	Restauración - Seccionamiento de Carga
4	Q5	Cerrar	Restauración - Energización
5	Q6	Cerrar	Restauración - Energización
6			
7			
8			

El diagrama muestra un sistema de energía con tres buses principales: S/E A1, S/E B1 y S/E C1. S/E B1 está conectado a S/E A1 y S/E C1. Los interruptores Q1-Q8 están distribuidos en las líneas de transmisión. Las secciones a-h indican la ubicación de la falla 'f' en la línea entre Q6 y Q7. Las cargas conectadas a cada interruptor son: Q1 (4000kW), Q2 (3400kW), Q3 (1000kW), Q4 (0kW), Q5 (1200kW), Q6 (0kW), Q7 (3600kW) y Q8 (3800kW).

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2400
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1000
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	cdb, e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	g
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.5. ESCENARIO DE PRUEBA S005.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S005																												
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	a																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1																												
Condiciones generales:	C1 puede asumir parcialmente las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no puede asumir carga.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Q1</td><td>4600</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q2</td><td>3400</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>1000</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q4</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q5</td><td>1200</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q6</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q7</td><td>3500</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q8</td><td>3800</td><td>Cerrado</td></tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	Q1	4600	Cerrado	Q2	3400	Cerrado	Q3	1000	Cerrado	Q4	0	Abierto	Q5	1200	Cerrado	Q6	0	Abierto	Q7	3500	Cerrado	Q8	3800	Cerrado
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
Q1	4600	Cerrado																											
Q2	3400	Cerrado																											
Q3	1000	Cerrado																											
Q4	0	Abierto																											
Q5	1200	Cerrado																											
Q6	0	Abierto																											
Q7	3500	Cerrado																											
Q8	3800	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a</td><td>1200</td></tr> <tr><td>bcd</td><td>1200</td></tr> <tr><td>e</td><td>1200</td></tr> <tr><td>f</td><td>3500</td></tr> <tr><td>g</td><td>1000</td></tr> <tr><td>h</td><td>3800</td></tr> </tbody> </table>		Sección	Carga [kW]***	a	1200	bcd	1200	e	1200	f	3500	g	1000	h	3800														
Sección	Carga [kW]***																												
a	1200																												
bcd	1200																												
e	1200																												
f	3500																												
g	1000																												
h	3800																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>SE_A1</td><td>6000</td><td>1400</td></tr> <tr><td>SE_B1</td><td>4000</td><td>500</td></tr> <tr><td>SE_C1</td><td>5500</td><td>1700</td></tr> </tbody> </table>		Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	SE_A1	6000	1400	SE_B1	4000	500	SE_C1	5500	1700																
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
SE_A1	6000	1400																											
SE_B1	4000	500																											
SE_C1	5500	1700																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													

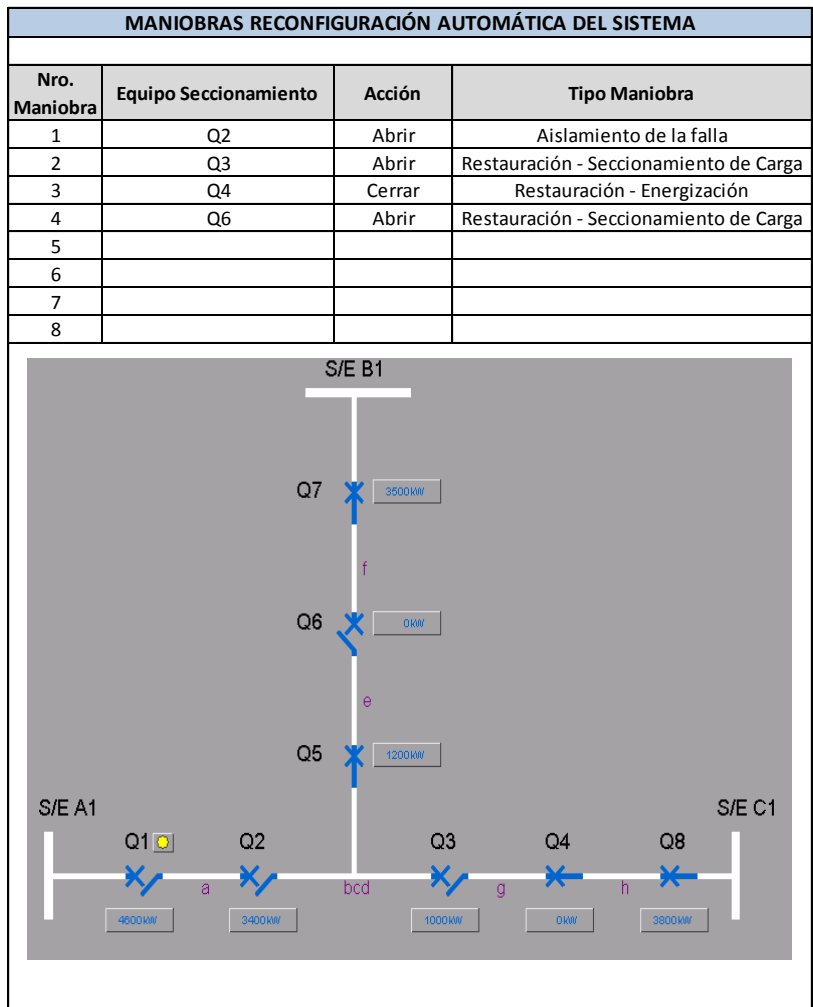


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	3400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	g	1000	SE_C1
Total Carga restaurada:	-	1000	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	0	500
	SE_C1	1000	700
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	cdb	1200	
	e	1200	
Total Carga NO restaurada:		2400	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1000
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2400
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	g
Secciones sin Falla NO Restauradas:	cdb, e
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.6. ESCENARIO DE PRUEBA S006.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S006	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	a	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q1	
Condiciones generales:	Ni B1 ni C1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	4000	500
SE_C1	4500	700
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



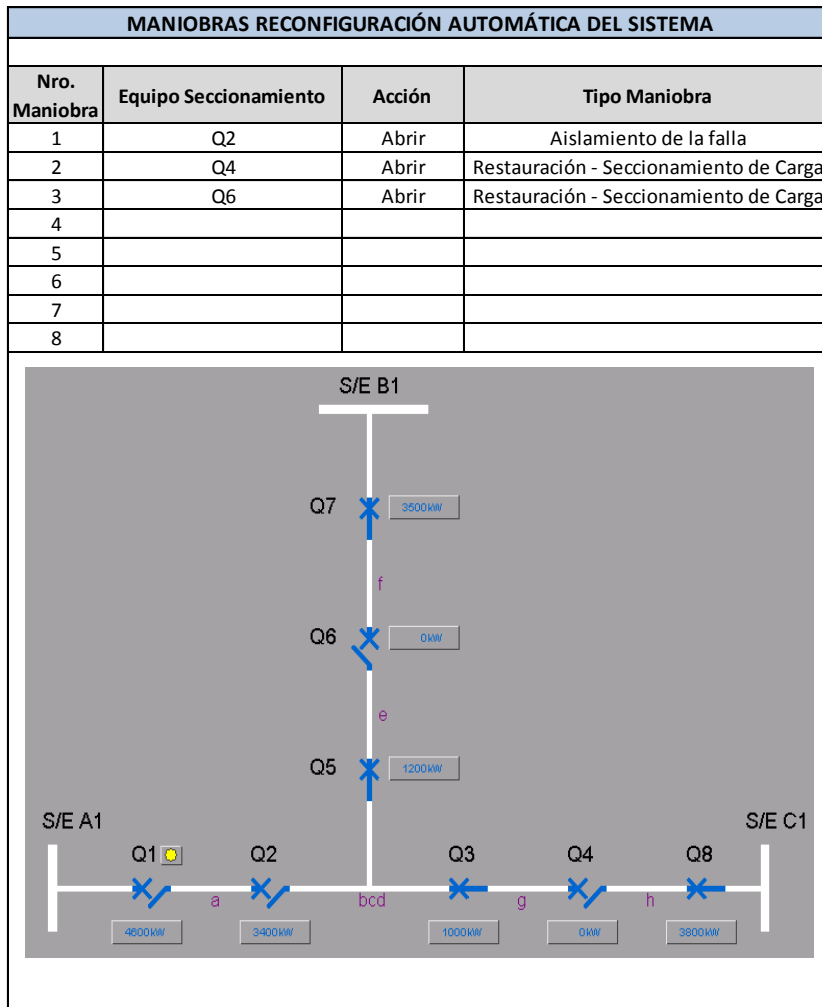


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	a		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q1		
Total Carga desconectada [kW]:	4600		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	1		
Interruptores de aislamiento:	Q2		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	3400	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	0	500
	SE_C1	0	700
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	cdb	1200	
	g	1000	
	e	1200	
Total Carga NO restaurada:		3400	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	4600
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	3400
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	3400
Sección con Falla:	a
Secciones sin Falla:	cdb, g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	cdb, g, e

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	<b>Ok</b>	



### D.7. ESCENARIO DE PRUEBA S007.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S007	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	bcd	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q2	
Condiciones generales:	B1 y C1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	cdb		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q2		
Total Carga desconectada [kW]:	3400		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	2		
Interruptores de aislamiento:	Q3, Q5		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2200	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	g	1000	SE_C1
	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	2200	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	1200	1300
	SE_C1	1000	1200
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1	Q3	Abrir	Aislamiento de la falla
2	Q4	Cerrar	Restauración - Energización
3	Q5	Abrir	Aislamiento de la falla
4	Q6	Cerrar	Restauración - Energización
5			
6			
7			
8			

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3400
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2200
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2200
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	cdb
Secciones sin Falla:	g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	g, e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.8. ESCENARIO DE PRUEBA S008.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S008	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	bcd	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q2	
Condiciones generales:	B1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no puede asumir carga adicional.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	4500	700
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	cdb		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q2		
Total Carga desconectada [kW]:	3400		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	2		
Interruptores de aislamiento:	Q3, Q5		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2200	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	e	1200	SE_B1
Total Carga restaurada:	-	1200	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	1200	1300
	SE_C1	0	700
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	g	1000	
Total Carga NO restaurada:		1000	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1	Q3	Abrir	Aislamiento de la falla
2	Q4	Abrir	Restauración - Seccionamiento de Carga
3	Q5	Abrir	Aislamiento de la falla
4	Q6	Cerrar	Restauración - Energización
5			
6			
7			
8			

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3400
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2200
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1200
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1000
Sección con Falla:	cdb
Secciones sin Falla:	g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	e
Secciones sin Falla NO Restauradas:	g

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	





### D.9. ESCENARIO DE PRUEBA S009.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S009	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	bcd	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q2	
Condiciones generales:	C1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no puede asumir carga adicional.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	4500	1000
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		

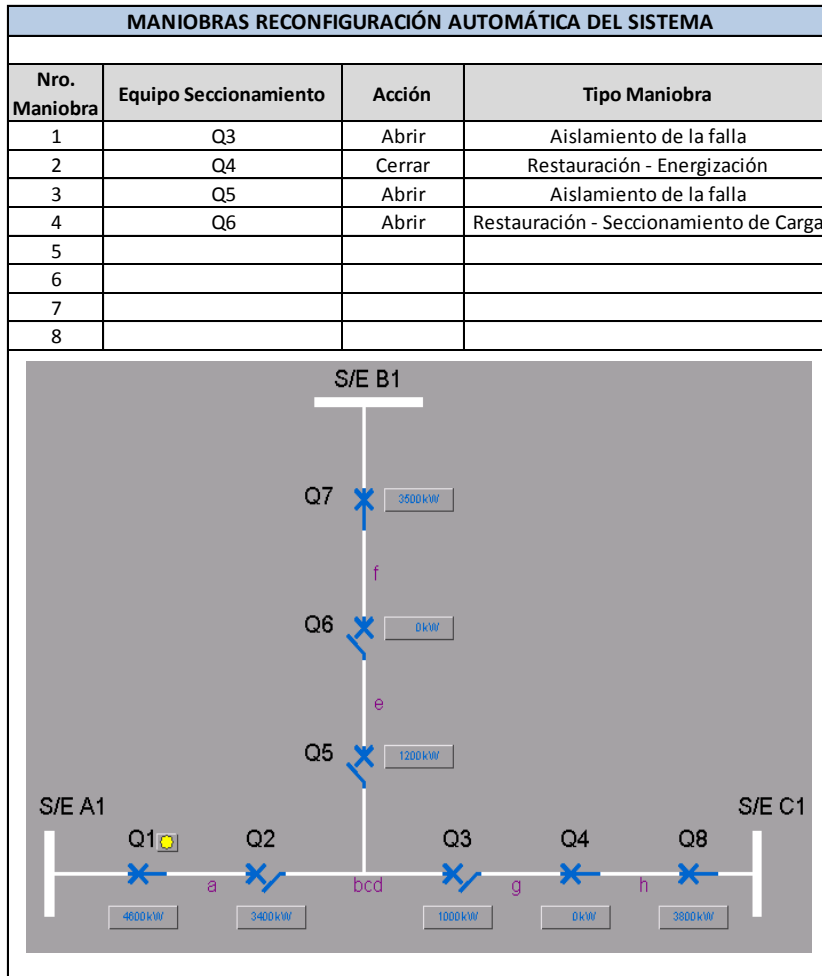


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	cdb		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q2		
Total Carga desconectada [kW]:	3400		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	2		
Interruptores de aislamiento:	Q3, Q5		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2200	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:	g	1000	SE_C1
Total Carga restaurada:	-	1000	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	0	1000
	SE_C1	1000	1200
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	e	1200	
Total Carga NO restaurada:		1200	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3400
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2200
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1000
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	1200
Sección con Falla:	cdb
Secciones sin Falla:	g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	g
Secciones sin Falla NO Restauradas:	e
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.10. ESCENARIO DE PRUEBA S010.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S010	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	bcd	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q2	
Condiciones generales:	B1 y C1 NO puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	4500	1000
SE_C1	4500	700
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		

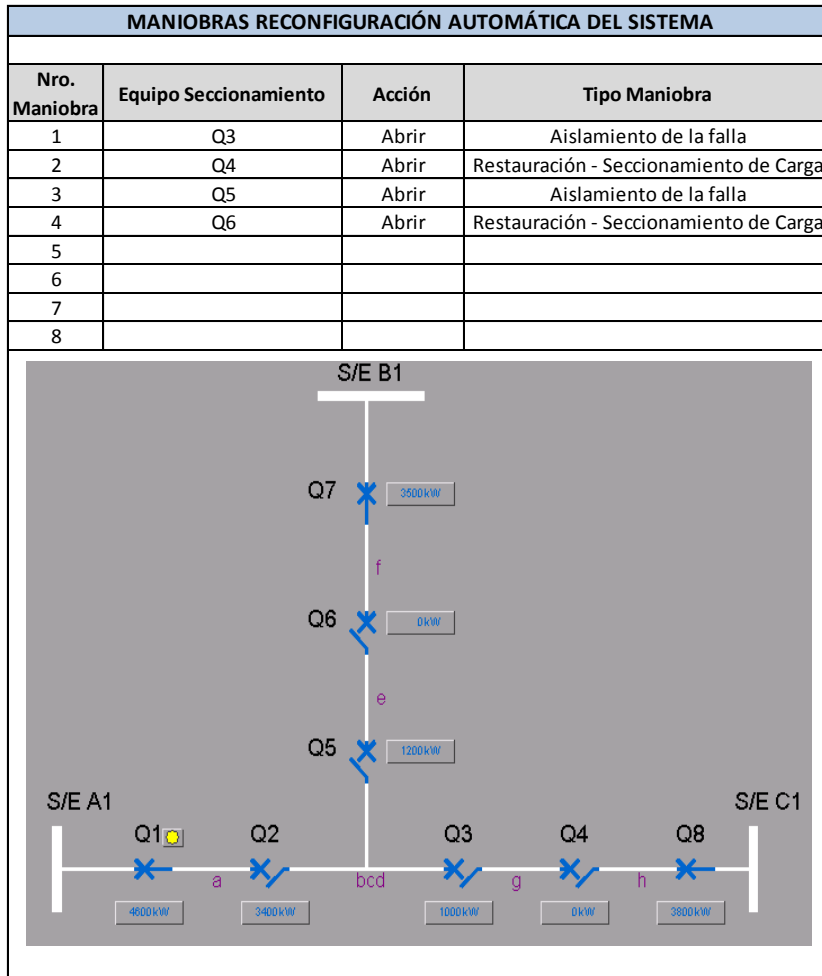


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	cdb		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q2		
Total Carga desconectada [kW]:	3400		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	2		
Interruptores de aislamiento:	Q3, Q5		
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:	g	1000	
	e	1200	
Total de carga Secciones sin falla:	-	2200	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:	2		
Interruptores NA para restauración:	Q4, Q6		
Fuentes de restauración encontradas:	SE_B1, SE_C1		
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración	SE_B1	0	1000
	SE_C1	0	700
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:	g	1000	
	e	1200	
Total Carga NO restaurada:		2200	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3400
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	2200
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	2200
Sección con Falla:	cdb
Secciones sin Falla:	g, e
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	g, e

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.11. ESCENARIO DE PRUEBA S011.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S011	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	e	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q5	
Condiciones generales:	B1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. C1 no interviene en el proceso.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



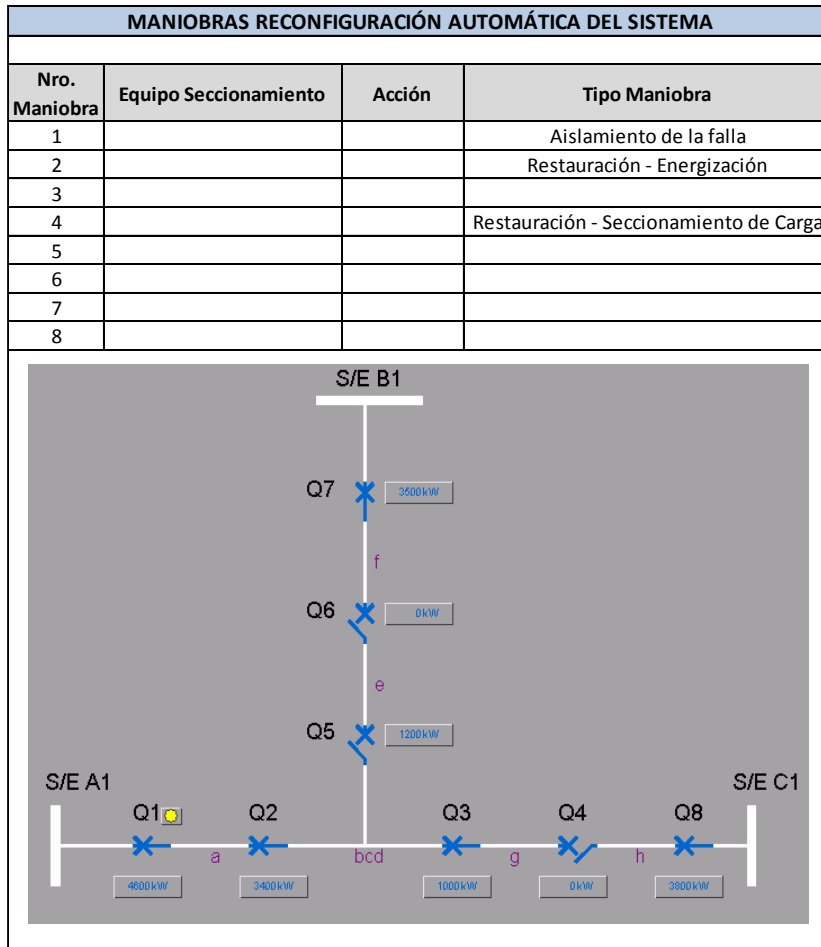
UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	e		
Carga Sección con falla [kW]:	1200		
Interruptor Bloqueado:	Q5		
Total Carga desconectada [kW]:	1200		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			





UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	1200
Carga de sección con falla [kW]*:	1200
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	e
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



## D.12. ESCENARIO DE PRUEBA S012.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S012	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	g	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q3	
Condiciones generales:	C1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de A1. B1 no interviene en el proceso.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	g		
Carga Sección con falla [kW]:	1000		
Interruptor Bloqueado:	Q3		
Total Carga desconectada [kW]:	1000		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MANIOBRAS RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DEL SISTEMA			
Nro. Maniobra	Equipo Seccionamiento	Acción	Tipo Maniobra
1			Aislamiento de la falla
2			Restauración - Energización
3			
4			Restauración - Seccionamiento de Carga
5			
6			
7			
8			

RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	1000
Carga de sección con falla [kW]*:	1000
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	g
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Resturadas:	-
Secciones sin Falla NO Resturadas:	-

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.13. ESCENARIO DE PRUEBA S013.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S013	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	f	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q7	
Condiciones generales:	A1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de B1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	8500	3900
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		

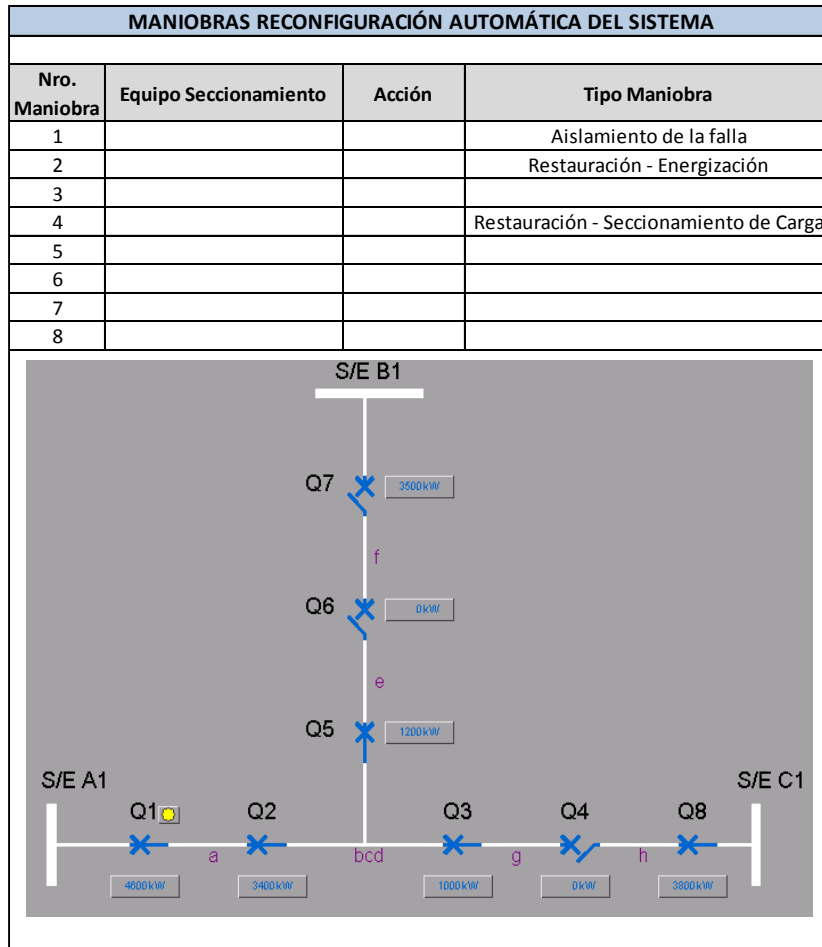


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	f		
Carga Sección con falla [kW]:	3500		
Interruptor Bloqueado:	Q7		
Total Carga desconectada [kW]:	3500		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3500
Carga de sección con falla [kW]*:	3500
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	f
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.14. ESCENARIO DE PRUEBA S014.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S014	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	f	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q7	
Condiciones generales:	A1 no puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de B1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		



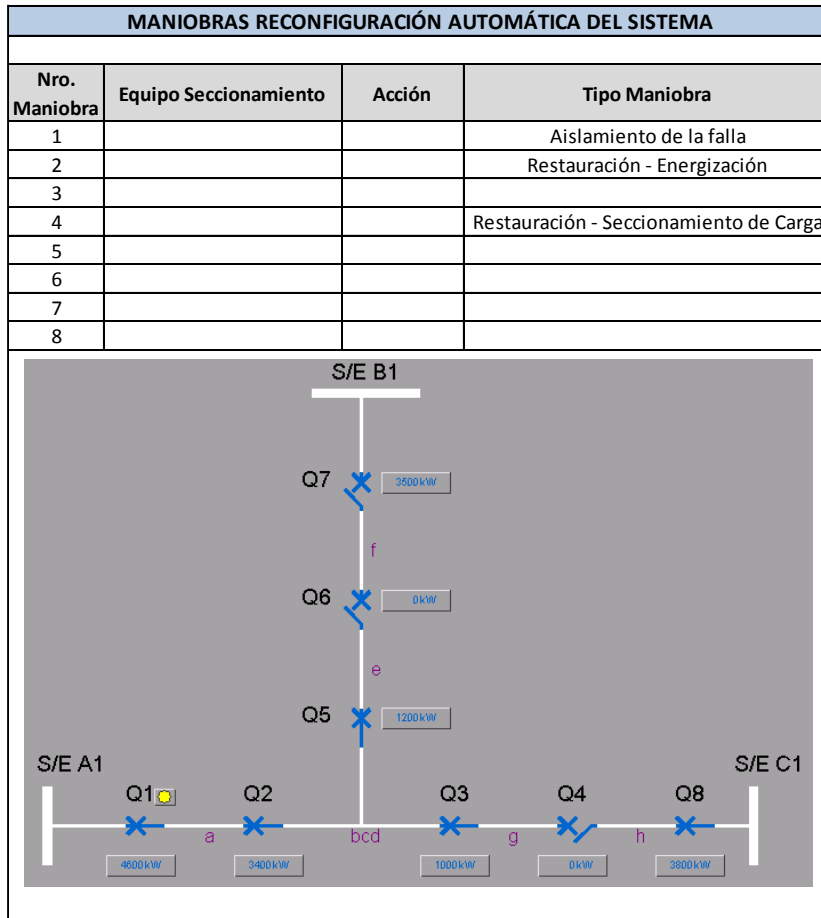


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	f		
Carga Sección con falla [kW]:	3500		
Interruptor Bloqueado:	Q7		
Total Carga desconectada [kW]:	3500		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3500
Carga de sección con falla [kW]*:	3500
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	f
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Resturadas:	-
Secciones sin Falla NO Resturadas:	-

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.15. ESCENARIO DE PRUEBA S015.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES																													
<b>GENERAL</b>																													
Escenario de prueba Nro:	S015																												
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1																												
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>																													
Sección con Falla*:	h																												
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q8																												
Condiciones generales:	A1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de C1.																												
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipo seccionamiento</th> <th>Carga [kW]**</th> <th>Estatus</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Q1</td><td>4600</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q2</td><td>3400</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>1000</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q4</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q5</td><td>1200</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q6</td><td>0</td><td>Abierto</td></tr> <tr><td>Q7</td><td>3500</td><td>Cerrado</td></tr> <tr><td>Q8</td><td>3800</td><td>Cerrado</td></tr> </tbody> </table>			Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus	Q1	4600	Cerrado	Q2	3400	Cerrado	Q3	1000	Cerrado	Q4	0	Abierto	Q5	1200	Cerrado	Q6	0	Abierto	Q7	3500	Cerrado	Q8	3800	Cerrado
Equipo seccionamiento	Carga [kW]**	Estatus																											
Q1	4600	Cerrado																											
Q2	3400	Cerrado																											
Q3	1000	Cerrado																											
Q4	0	Abierto																											
Q5	1200	Cerrado																											
Q6	0	Abierto																											
Q7	3500	Cerrado																											
Q8	3800	Cerrado																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Carga [kW]***</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>a</td><td>1200</td></tr> <tr><td>bcd</td><td>1200</td></tr> <tr><td>e</td><td>1200</td></tr> <tr><td>f</td><td>3500</td></tr> <tr><td>g</td><td>1000</td></tr> <tr><td>h</td><td>3800</td></tr> </tbody> </table>			Sección	Carga [kW]***	a	1200	bcd	1200	e	1200	f	3500	g	1000	h	3800													
Sección	Carga [kW]***																												
a	1200																												
bcd	1200																												
e	1200																												
f	3500																												
g	1000																												
h	3800																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fuente</th> <th>Máxima Capacidad [kW]****</th> <th>Margen de capacidad de reserva [kW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>SE_A1</td><td>9000</td><td>4400</td></tr> <tr><td>SE_B1</td><td>6000</td><td>2500</td></tr> <tr><td>SE_C1</td><td>6000</td><td>2200</td></tr> </tbody> </table>			Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]	SE_A1	9000	4400	SE_B1	6000	2500	SE_C1	6000	2200															
Fuente	Máxima Capacidad [kW]****	Margen de capacidad de reserva [kW]																											
SE_A1	9000	4400																											
SE_B1	6000	2500																											
SE_C1	6000	2200																											
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>																													

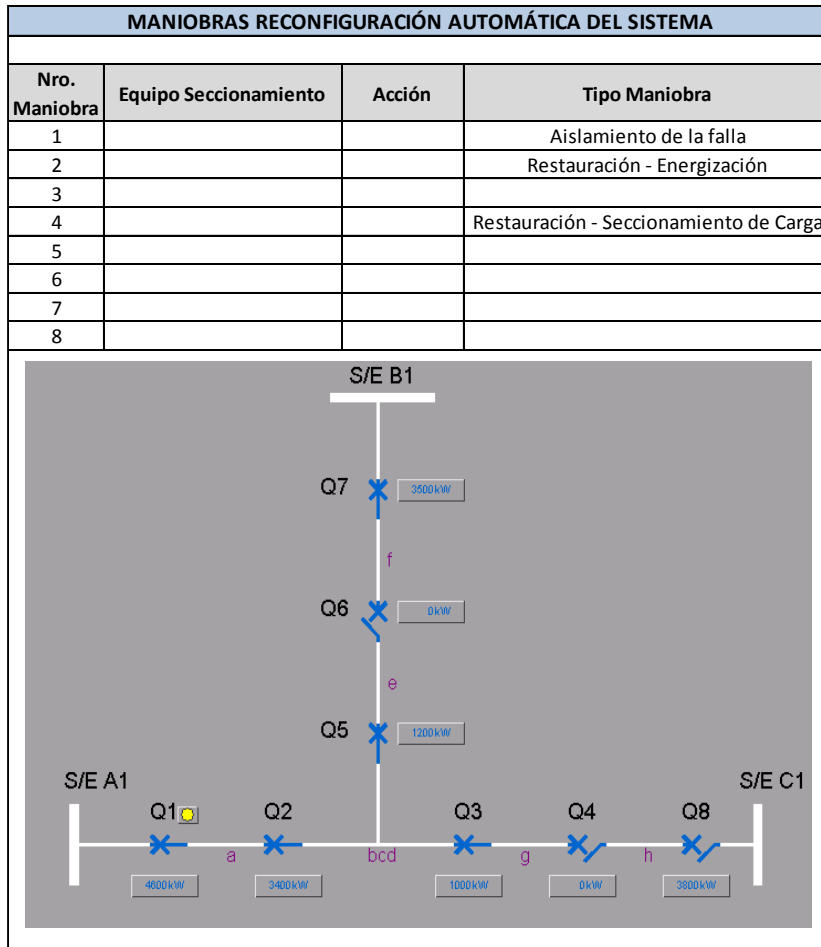


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	h		
Carga Sección con falla [kW]:	3800		
Interruptor Bloqueado:	Q8		
Total Carga desconectada [kW]:	3800		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3800
Carga de sección con falla [kW]*:	3800
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	h
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-

\* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	



### D.16. ESCENARIO DE PRUEBA S016.

ESCENARIO DE PRUEBA Y CONDICIONES INICIALES		
<b>GENERAL</b>		
Escenario de prueba Nro:	S016	
Alimentadores automatizados:	A1, B1, C1	
<b>FALLA EN EL SISTEMA</b>		
Sección con Falla*:	h	
Eq. Seccionamiento bloqueado:	Q8	
Condiciones generales:	A1 puede asumir las carga de las secciones sin falla fuera de servicio de C1.	
<b>VARIABLES DEL SISTEMA PRE-FALLA</b>		
<b>Equipo seccionamiento</b>	<b>Carga [kW]**</b>	<b>Estatus</b>
Q1	4600	Cerrado
Q2	3400	Cerrado
Q3	1000	Cerrado
Q4	0	Abierto
Q5	1200	Cerrado
Q6	0	Abierto
Q7	3500	Cerrado
Q8	3800	Cerrado
<b>Sección</b>	<b>Carga [kW]***</b>	
a	1200	
bcd	1200	
e	1200	
f	3500	
g	1000	
h	3800	
<b>Fuente</b>	<b>Máxima Capacidad [kW]****</b>	<b>Margen de capacidad de reserva [kW]</b>
SE_A1	6000	1400
SE_B1	6000	2500
SE_C1	6000	2200
<p>* Falla simulada.</p> <p>** Promedio de los valores medidos por el IED asociado al equipo de seccionamiento durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>*** Promedio de los valores calculados durante los últimos 15 minutos previos a la falla.</p> <p>**** Valor ingresado manualmente.</p>		

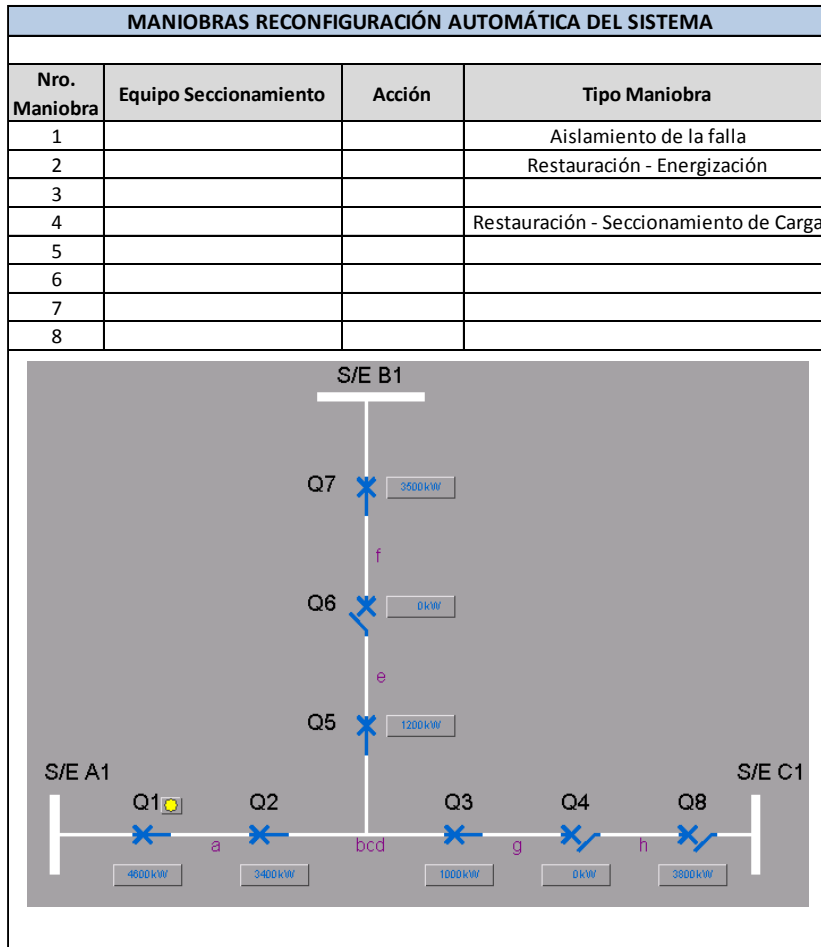


UNIVERSIDAD DE CUENCA

DETALLE RESULTADOS INTELIGENCIA FLISR			
<b>1. Localizacion Falla</b>			
Sección con falla:	h		
Carga Sección con falla [kW]:	3800		
Interruptor Bloqueado:	Q8		
Total Carga desconectada [kW]:	3800		
<b>2. Aislamiento de la falla</b>			
Cantidad Total interruptores de aislamiento:	0		
Interruptores de aislamiento:			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin falla:			
Total de carga Secciones sin falla:	-	0	
<b>3. Restauración del Servicio</b>			
Cantidad total Interruptores NA para restauración:			
Interruptores NA para restauración:			
Fuentes de restauración encontradas:			
	<b>Código sección</b>	<b>Carga [kW]*</b>	<b>Fuente Restauración</b>
Secciones sin Falla Restauradas:			
Total Carga restaurada:	-	0	-
	<b>Fuente Restauración</b>	<b>Carga restaurada [kW]*</b>	<b>Margen de Capacidad de reserva [kW] (luego de reconfiguración)</b>
Fuentes de Restauración			
	<b>Código</b>	<b>Carga [kW]*</b>	
Secciones sin Falla NO Resturadas:			
Total Carga NO restaurada:		0	
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla			



UNIVERSIDAD DE CUENCA



RESUMEN RESULTADOS FLISR	
Total Carga Desconectada [kW]*:	3800
Carga de sección con falla [kW]*:	3800
Total Carga de secciones sin falla [kW]*:	0
Total de carga restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Total de carga NO restaurada (secciones sin falla) [kW]*:	0
Sección con Falla:	h
Secciones sin Falla:	-
Secciones sin Falla Restauradas:	-
Secciones sin Falla NO Restauradas:	-
* Promedio de los valores registrados durante los últimos 15 minutos previos a la falla	

VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DE INTELIGENCIA FLISR		
Alogritmo	Resultado	Observaciones
Localización de la falla	Ok	
Aislamiento de la falla	Ok	
Restauración del Servicio	Ok	
Reconfiguración automática	Ok	
<b>Resultado general</b>	Ok	