

1-1-2001

## **Modelamiento para la automatización de las redes primarias de distribución. Aplicado a la ciudad de Tunja**

Jorge Pulido Cuadros  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Alberto Girón Montoya  
*Universidad de La Salle, Bogotá*

Follow this and additional works at: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)

---

### **Citación recomendada**

Pulido Cuadros, J., & Girón Montoya, A. (2001). Modelamiento para la automatización de las redes primarias de distribución. Aplicado a la ciudad de Tunja. Retrieved from [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/445](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/445)

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact [ciencia@lasalle.edu.co](mailto:ciencia@lasalle.edu.co).

MODELAMIENTO PARA LA AUTOMATIZACION DE LAS REDES  
PRIMARIAS DE DISTRIBUCION. APLICADO A LA CIUDAD DE TUNJA

JORGE PULIDO CUADROS  
ALBERTO GIRON MONTOYA

UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
BOGOTA D.C.  
2001

MODELAMIENTO PARA LA AUTOMATIZACION DE LAS REDES  
PRIMARIAS DE DISTRIBUCION, APLICADO A LA CIUDAD DE TUNJA

JORGE PULIDO CUADROS  
ALBERTO GIRON MONTOYA

Monografía para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Director  
CESAR ROJAS MUÑOZ  
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD DE LA SALLE  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
BOGOTA D.C.  
2001

**Ni la Universidad, ni el asesor, ni el jurado calificador, son responsables de las ideas expuestas por los graduandos.**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Ing. CESAR AUGUSTO ROJAS M.**  
**DIRECTOR PROYECTO**

---

**Ing. LUIS HERNANDO CORREA S.**  
**JURADO**

---

**Ing. MARIO H. QUINTANA C.**  
**JURADO**

**Bogotá, D.C; 26 de Junio de 2001.**

## **DEDICATORIA**

**A DIOS.**

**A quien le debemos todo lo que somos.**

**A MIS PADRES (ALBERTO GIRON )  
Y MARIA CONSUELO MONTOYA)  
por todo su apoyo incondicional**

**Quienes con su apoyo y amor hicieron  
posible la culminación de está meta.**

**Gracias de corazón.**

**ALBERTO.**

## **DEDICATORIA**

**A DIOS.**

**Por darme fortaleza, salud e inteligencia  
para lograr este éxito.**

**A MIS PADRES, HERMANOS Y ANGELA.  
A MIS VERDADEROS AMIGOS.**

**AL INGENIERO JOSUE MARQUEZ Y  
FAMILIA.**

**A MI HIJO ARTURITO.**

**Quienes con su apoyo y amor hicieron  
posible la culminación de está meta.**

**Gracias de corazón.**

**JORGE.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Cesar Augusto Rojas Muñoz, Ingeniero Electricista y Director del proyecto, por sus valiosas orientaciones y recomendaciones; los mismo que la prestigiosa empresa donde labora ENERGY COMPUTER GRAPHICS por la colaboración con el programa eléctrico SPARD, clave en el desarrollo del proyecto.

Sergio Guzmán B, Ingeniero Electricista y colaborador de este proyecto, por su ayuda incondicional.

Luis Alejandro Galindo V, Amigo e Ingeniero Electricista, por su colaboración en el desarrollo de la tesis.

Leonidas Mesa Gómez, Ingeniero Electrónico, Automatización en la distribución, Empresas Públicas de Medellín.

Luis Bernardo Álvarez, Ingeniero Electricista, Jefe División Centro de Control Subestación Colombia. Empresas Públicas de Medellín.



Universidad de la Salle, Facultad Ingeniería Eléctrica, por brindarnos los conocimientos para el desempeño como profesionales.

## CONTENIDO

	Pág
<b>INTRODUCCION .....</b>	26
<b>1. AUTOMATIZACION DE REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION.....</b>	30
1.1 GENERALIDADES.....	30
1.2 OBJETIVOS DE LA AUTOMATIZACION.....	31
1.3 FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.....	32
1.3.1 Indicación de fallas.....	33
1.3.2 Aislamiento de fallas y restauración del servicio.....	33
1.3.3 Deslastre de carga.....	33
1.3.4 Transferencia de carga.....	33
1.3.5 Restauración secuencial del servicio.....	34
1.3.6 Supervisión de elementos en alimentadores.....	34
1.3.7 Regulación de voltaje y control de reactivos.....	34
1.3.8 Automatización de elementos de protección.....	34
1.4 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION.....	35
1.5 METODOS PARA DETECCION Y LOCALIZACION DE FALLAS.....	35
1.5.1 En alimentadores con seccionadores a lo largo de ellos.....	35
1.5.2. En alimentadores con elementos de protección a lo largo de ellos.....	38
1.5.3. En alimentadores con elementos de seccionalización de operación remota.	39
1.6 RESTAURACION DEL SERVICIO.....	40
1.6.1 Método de seccionalización y suplencia.....	41
1.6.2 Método estadístico para la estimación de la corriente en puntos de seccionalización de un alimentador.....	41
1.6.2.1 Utilidad del conocimiento de la corriente en los puntos de seccionalización de un alimentador.....	41

1.6.2.2 Descripción del método. ....	43
1.7 METODO ESTADISTICO POR EL ESTIMADOR DE ESTADO.....	45
1.7.1 Operación del programa “estimador de estado”.....	46
1.7.2 Filtros estadísticos de Kalman.....	47
1.7.3 Aplicación del estimador de estado en una red primaria automatizada.....	48
1.8 NIVELES DE AUTOMATIZACION.....	49
1.8.1 Carga industrial.....	49
1.8.2 Carga mixta.....	50
1.8.3 Carga residencial.....	51
1.9 RECONFIGURACION EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	52
1.9.1 Objetivos del proceso de reconfiguración.....	53
1.9.2 Inclusión de restricciones.....	53
1.9.3 Etapas generales del proceso de reconfiguración.....	54
1.9.4 Funciones de la reconfiguración.....	56
1.9.4.1 Reconfiguración para minimización de pérdidas.....	56
1.9.4.2 Reconfiguración para restauración del servicio.....	58
1.9.5 Algoritmos de reconfiguración de alimentadores para reducción de pérdidas...	59
1.9.6 Algoritmos de restauración del servicio.....	68
<b>2. EQUIPOS EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION PRIMARIA.</b>	69
2.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION. ....	69
2.1.1 Elementos de detección, de estado, telemedida y teleoperación.....	71
2.1.2 Equipos para la adquisición de datos.....	72
2.1.2.1 RTU’s utilizadas para la automatización de alimentadores.....	75
2.1.2.2 Transductores.....	78
2.1.3 Equipo necesario para la detección de fallas.....	78
2.1.4 Equipo necesario para el seccionamiento automático.....	78
2.1.5 Equipo necesario para la telemedida.....	79
2.1.6 Equipo necesario para la cuantificación de señales.....	80
2.1.7 Equipos para los sistemas de comunicación.....	80
2.1.7.1 Equipo necesario para la comunicación por fibra óptica.....	80

2.1.7.2 Equipos necesarios en la transmisión por radio.....	80
2.2. EQUIPOS PARA LA PROTECCION DE ALIMENTADORES PRIMARIOS AUTOMATIZADOS.....	81
2.2.1 Interruptores utilizados en la automatización.....	81
2.2.2 Reconector utilizados en la automatización.....	83
2.2.3 Seccionalizadores en la automatización de alimentadores.....	87
<b>3. COMUNICACIONES.....</b>	<b>96</b>
3.1 REQUERIMIENTO PARA LOS SISTEMAS DE COMUNICACION.....	96
3.1.1 Confiabilidad.....	96
3.1.2 Capacidad de transmisión.....	97
3.1.3 Subsistema de comunicaciones.....	99
3.1.4 Subsistema de computador.....	99
3.2 SISTEMAS DE COMUNICACION EN LA AUTOMATIZACION.....	100
3.2.1 Transmisión de datos.....	100
3.2.2 Componentes básicos.....	100
3.2.3 Tipos de canales.....	101
3.2.4 Tipos de circuitos y topologías en comunicación.....	101
3.2.4.1 Topología en estrella.....	103
3.2.4.2 Topología en bus y árbol.....	103
3.2.4.3 Topología en malla.....	103
3.2.4.4 Topología en anillo.....	103
3.2.5 Modos de transmisión.....	104
3.2.5.1 Modo de transmisión serial asincrónico.....	105
3.2.5.2 Modo de transmisión serial sincrónico.....	106
3.2.6 Métodos para el reporte de datos.....	106
3.3 MEDIOS DE COMUNICACION.....	108
3.3.1. Comunicación por fibra óptica en la automatización.....	108
3.3.2. Comunicación por radio para la automatización.....	112
3.3.2.1. Técnicas de radio para la automatización de la distribución.....	112
3.3.2.2. Aspectos favorables del radio como alternativa más aconsejable.....	124

3.3.2.3. Factores incidentes en el establecimiento del sistema.....	126
<b>4. CENTRO DE CONTROL.....</b>	<b>128</b>
4.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE CONTROL.....	130
4.2 FUNCIONES DE SUPERVISION Y CONTROL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	132
4.3 SISTEMA DE CONTROL EN DISTRIBUCION PRIMARIA.....	135
4.3.1 Subsistema de adquisición de datos.....	136
4.3.2 Subsistema de comunicaciones.....	136
4.3.3 Subsistema de computador.....	137
4.3.3.1 Sección de computador Front – End.....	139
4.3.3.2. Funciones del Front – End.....	139
4.3.3.3 Sección Central de Computadores.....	141
4.3.3.4 Software del computador principal.....	141
4.3.3.5 Base de datos.....	142
4.3.4 Interfaz Hombre – Máquina (IHM).....	143
4.3.4.1 Datos del subsistema.....	143
4.4 TIPOS DE CONTROL EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION...	144
4.4.1 Control centralizado.....	144
4.4.2 Control descentralizado.....	145
4.4.3 Sistema de control integrado.....	146
4.4.4. Subsistemas principales del Centro de Control.....	147
4.5 SOFTWARES OPERATIVOS DEL CENTRO DE CONTROL.....	149
4.5.1 Sistema SCADA (control supervisorio y adquisición de datos).....	149
4.5.2 Sistema SPARD.....	150
<b>5. MODELAMIENTO PARA LA AUTOMATIZACION DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS.....</b>	<b>153</b>
5.1 ESTUDIO PARA AUTOMATIZAR LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE UNA CIUDAD.....	153
5.2 ZONIFICACION DE LA CIUDAD SEGUN SU TIPO DE CARGA.....	154
5.3 DESCRIPCION DE LA OPERACION.....	155

5.4	INFORME DE INTERRUPCIONES DE LA EEX.....	156
5.4.1	Descripción del informe .....	156
5.4.2	Análisis de los datos del informe trimestral.....	158
5.5	CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LOS ALIMENTADORES.....	158
5.5.1	Pautas de diseño.....	159
5.5.2	Análisis de los alimentadores a través de los programas de aplicación en el sistema SPARD.....	160
5.6	MODELO DE ALIMENTADOR PRIMARIO EN LA AUTOMATIZACION..	161
5.6.1	Descripción del modelo.....	161
5.6.2	Cuantificación de señales.....	162
5.6.2.1	Por RTU en alimentador.....	163
5.6.2.2	Por circuito.....	164
5.6.2.3	Por subestación.....	164
5.7	IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE COMUNICACION.....	164
5.8	REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL PARA LA AUTOMATIZACION.....	165
5.9	CONTINUIDAD EN EL SERVICIO.....	165
5.9.1	Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES)....	165
5.9.2	Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES)..	166
5.10	ESTUDIO ECONOMICO DE ALTERNATIVAS DE COMUNICACION..	167
5.10.1	Estimación de costos para los equipos de comunicación.....	177
5.10.2	Estimación de costos para los equipos de protección y control.....	179
<b>6.0</b>	<b>APLICACION DEL MODELAMIENTO AL PROYECTO DE LA CIUDAD DE TUNJA.....</b>	<b>180</b>
6.1	ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION URBANA.	180
6.1.1	Descripción general del sistema primario existente. ....	180
6.2	ESTADO ACTUAL DE LA RED.....	181
6.3	OPERACION EN LA RED.....	183
6.4	DEFICIENCIAS EN EL SISTEMA ACTUAL.....	184

6.5 DISEÑO PARA LA AUTOMATIZACION DE LAS REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCION.....	185
6.5.1 Topología actual del sistema de distribución primario.....	186
6.5.2 Parámetros de carga y características de los alimentadores.....	188
6.5.2.1 Diagramas unifilares de carga.....	188
6.5.2.2 Diagramas de flujo de carga.....	188
6.5.2.3 Planillas de control diario de carga.....	189
6.5.2.4 Curvas de demanda.....	189
6.5.2.5 Características de carga. ....	189
6.5.3 Interrupciones y tipos de falla. ....	190
6.5.4 Reconfiguración de los alimentadores.....	191
6.5.4.1 Enmallado del sistema. ....	191
6.5.4.2 Análisis de reconfiguración mediante el software SPARD.....	191
6.5.5 Localización de dispositivos de corte y protección en el sistema reconfigurado...	193
6.5.5.1 Localización de dispositivos normalmente abiertos para el estado óptimo.....	193
6.5.5.2 Localización de dispositivos normalmente cerrados.....	195
6.5.6 Programa de operación para el sistema reconfigurado.....	195
6.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	197
6.6.1 Operación de los sistemas de comunicación.....	199
6.6.1.1 Implementación del Centro de Control y dos Centros de Monitoreo.....	199
6.6.1.2 Arquitectura del Centro de Control.....	200
6.6.1.3 Requerimientos del Centro de Control a implementar. ....	202
6.6.1.4 Equipos a utilizar en el Centro de Control.....	203
6.6.1.5 Protocolos de comunicación empleados.....	205
6.6.2 Selección de dispositivos.....	211
6.6.2.1 RTU Maestra SICAM SC (para control de la subestación norte y sur).....	211
6.6.2.2 RTU Remota HARRIS DART (Para control sobre los dispositivos de protección de los alimentadores).....	217
6.6.2.3 Accesorios para las RTU's remotas y dispositivos de protección.....	222
6.7 ANALISIS ECONOMICO.....	226

6.7.1 Costos de inversión.....	227
6.7.1.1 Inversión del Centro de Control.....	227
6.7.1.2 Inversión de implementación de hardware y el software.....	229
6.7.1.3 Inversión de fibra óptica.....	229
6.7.1.4 Inversión de los alimentadores.....	229
6.7.1.5 Inversión de la subestación.....	229
6.7.1.6 Inversión de la remodelación de conductores en la red de distribución primaria del sistema reconfigurado.....	230
6.7.2 Costos de operación y mantenimiento. ....	231
6.7.2.1 Operación y mantenimiento del área técnica del Centro de Control.....	231
6.7.2.2 Mantenimiento de los 2 Centros de Monitoreo.....	232
6.7.2.3 Costo de operación y mantenimiento de los alimentadores.....	232
6.7.2.4 Costo de operación y mantenimiento del Centro de Control.....	232
6.7.3 Gastos del sistema.....	232
6.7.4 Resumen de los valores de inversión, costos y gastos en el sistema.....	232
6.7.5 Beneficios para el sistema de automatización.....	234
6.7.5.1 Reducción del personal operativo.....	235
6.7.5.2 Disminución de multas por la no prestación del servicio.....	237
6.7.5.3 Energía dejada de suministrar (EDS).....	238
6.7.5.4 Localización rápida de fallas.....	238
6.7.5.5 Beneficios por reducción de pérdidas de energía al reconfigurar el sistema.....	239
6.7.5.6 Beneficios totales del sistema automatizado.....	240
6.7.6 Relación Beneficio – Costo.....	241
6.7.7 Relación de costos promedio para un sistema primario automatizado.....	241
6.7.8 Rentabilidad del sistema automatizado.....	241
6.7.9 Relación de actividades.....	242
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	245
BIBLIOGRAFIA.....	252
ANEXOS.....	254



## LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Anchos de banda utilizados en la técnica de radio troncalizado.....	122
Tabla 2. Ejemplo de códigos de causas de interrupción previstas e imprevistas.....	157
Tabla 3. Características generales de los circuitos de la red primaria.....	188
Tabla 4. Factores característicos de carga de los circuitos de la red de distribución.....	189
Tabla 5. Código y causa de las interrupciones en la Empresa de Energía de Boyacá...	190
Tabla 6. Eventos ocurridos en los circuitos de distribución de Tunja durante el año 2000.	190
Tabla 7. Programa de operación para el sistema reconfigurado.....	196
Tabla 8. Especificación de servidores para el Centro de Control.....	204
Tabla 9. Comparación técnica de estaciones de trabajo entre fabricantes.....	204
Tabla 10. Parámetros del protocolo universal IEC 870-5-101.....	209
Tabla 11. Datos generales (módulos de función de la RTU Maestra SICAM SC).....	216
Tabla 12. Módulo de función de entrada digital DI32.....	216
Tabla 13. Módulo de función de salida digital D032.....	217
Tabla 14. Señales de transmisión y recepción.....	219
Tabla 15. Especificaciones técnicas de sensores de corriente y voltaje.....	222
Tabla 16. Especificaciones técnicas de interruptores automáticos.....	223
Tabla 17. Presupuesto estimado para el hardware del Centro de Control.....	227
Tabla 18. Presupuesto estimado para el software del Centro de Control.....	228
Tabla 19. Inversión del medio de comunicación (fibra óptica) del sistema automatizado.	229
Tabla 20 Inversión de los equipos por punto (RTU) del sistema automatizado.....	229
Tabla 21. Relación de conductores del sistema enmallado.....	230
Tabla 22. Obras complementarias para la remodelación de alimentadores reconfigurados.....	231
Tabla 23. Costos de operación y mantenimiento del Centro de Control.....	231

Tabla 24. Inversiones necesarias para el sistema de distribución automatizado.....	233
Tabla 25. Costos necesarios para el sistema de distribución automatizado.....	233
Tabla 26. Gastos requeridos para el sistema de distribución automatizado.....	233
Tabla 27. Beneficios del sistema de distribución automatizado.....	235
Tabla 28. Beneficios a 20 años por reducción de personal.....	236
Tabla 29. Sumatoria en valor presente de los valores a compensar (VC) en 20 años por concepto de multas por incumplimiento en los indicadores FES Y DES.....	237
Tabla 30. Sumatoria en valor presente de los costos de la energía dejada de suministrar en 20 años.....	238
Tabla 31. Ahorros en energía recuperada (ER) sumados en valor presente para 20 años, instalando el sistema automatizado.....	239
Tabla 32. Beneficios obtenidos en 20 años sumados en valor presente para el sistema automatizado.....	240
Tabla 33. Relación beneficio – costo del proyecto.....	241
Tabla 34. Costos promedio por kilometro, usuario y kVA de demanda.....	241
Tabla 35. Flujo de caja para el proyecto de automatización de redes primarias en la ciudad de Tunja.....	242
Tabla 36. Cronograma de ejecución proyecto de automatización de los alimentadores primarios de la ciudad de Tunja.....	244

## LISTA DE FIGURAS.

	Pág
Figura 1. Diagrama esquemático de un alimentador con sus suplencias.....	37
Figura 2. Modelo esquemático del problema.....	57
Figura 3. Diagrama de flujo para el algoritmo de carga óptimo.....	61
Figura 4. Diagrama de flujo para el algoritmo heurístico.....	63
Figura 5. Elemento base del algoritmo genético.....	64
Figura 6. Población y generación en la simulación.....	65
Figura 7. Diagrama de flujo para el algoritmo genético.....	67
Figura 8. Modernización en la instalación tradicional con el control del reconectador....	84
Figura 9. Control Voltaje – Tiempo del seccionalizador con reconexión.....	91
Figura 10. Sistema de operación del control Apertura – Límite del seccionalizador.....	92
Figura 11. Controles de transferencia direccionada del seccionalizador.....	94
Figura 12. Tipos de canales y de circuitos.....	102
Figura 13. Topologías en comunicación.....	104
Figura 14. Modos de transmisión.....	105
Figura 15. Componentes de la fibra óptica.....	110
Figura 16. Configuración Emisor – Receptor usando sistema de radiodifusión.....	114
Figura 17. Esquema básico de un sistema M.A.S.....	116
Figura 18. Sistema de radio ITRON.....	118
Figura 19. Sistema de radio CELLNET.....	120
Figura 20. Sistema Spread Spectrum de radio paquetes.....	123
Figura 21. Subsistemas para control automatizado.....	136
Figura 22. Configuración redundante del Centro de Control. ....	138
Figura 23. Procesador de comunicaciones Front – End.....	140
Figura 24. Sistema de control centralizado.....	145

Figura 25. Sistema de control descentralizado.....	146
Figura 26. Sistema de control integrado.....	147
Figura 27. Alimentador primario automatizado.....	162
Figura 28. Posibilidades Financieras Vs Nivel de automatización.....	169
Figura 29. Topología de los circuitos de la red de distribución de Tunja.....	187
Figura 30. Esquema topológico reconfigurado para la automatización de alimentadores...	194
Figura 31. Diagrama flujo de caja, proyecto automatización de las redes primarias de distribución. Ciudad de Tunja.....	243

## LISTA DE ANEXOS

	Compac
	Disc
ANEXO A. Tunja actual.....	1
ANEXO B. Tunja reconfigurada.....	1
ANEXO C. Esquema de la arquitectura para los enlaces de comunicación entre el Centro de Control-RTU Maestra-RTU's Remotas, para ser aplicado a la ciudad de TUNJA.....	1
ANEXO D. Análisis económico.....	1
	Pág
ANEXO E. Descripción, localización y secuencia de anexos dentro del proyecto desarrollado para la ciudad de Tunja	254

## **INTRODUCCION.**

El creciente grado de complejidad en los sistemas de distribución establece problemas para la coordinación de las numerosas tareas de operación y mantenimiento, las cuales deben realizarse con una información insuficiente, relacionada con la configuración y el estado de las redes de distribución. Los medios de adquisición de datos con que cuentan los operadores no tienen las características técnicas para la configuración del sistema de distribución en un momento determinado.

La aplicación de nuevas tecnologías para automatizar las redes de distribución, permite aumentar la confiabilidad de operación, la continuidad y la calidad del suministro de energía. El estudio de los sistemas de control y comunicaciones para la operación de redes primarias de distribución, da las pautas para mejorar el servicio y las formas en que puede operar el sistema.

En los sistemas de distribución actuales con una alta demanda de carga representada por diferentes tipos de usuarios, es conveniente, desde la perspectiva de importancia que represente cada usuario, efectuar un análisis cuidadoso de la seguridad en el servicio que suministran las empresas de energía. En el caso de los clientes que por sus características especiales de carga, es necesario entregarles una atención con el menor número de interrupciones posibles, y en caso de que se presenten, los tiempos de interrupción sean cortos, ya que para ellos una suspensión en el servicio implica, en muchos casos, detener su producción y en consecuencia les representan pérdidas económicas, entendidas también como lucro cesante.

Para las empresas suministradoras de energía puede llegar a ser aún más grave si se entiende que están sujetas a multas y penalizaciones por número de fallas y tiempos de

interrupción que presente su sistema de alimentación de acuerdo a disposiciones legales y reguladas de la CREG.

Al automatizar los sistemas de distribución primaria, se podrán reducir los índices de interrupciones en cada uno de los alimentadores. Con la adecuación en el sistema de protecciones se reduce la extensión de las paralizaciones; es decir, el número de usuarios afectados por una interrupción y mejora el proceso de localización de fallas para reducir la duración de las interrupciones por medio del telecontrol, manejado desde el Centro de Control.

Se plantea el estudio de los alimentadores de distribución primaria de una ciudad, dados en el modelamiento y luego aplicado en la ciudad de Tunja como modelo, de acuerdo a su configuración y potencia. Se toma el modelo y se realiza el análisis de manera específica.

La Empresa de Energía de Boyacá suministró la información pertinente de los transformadores instalados, alimentadores, algunos datos estadísticos de fallas, planillas diarias de consumo, usuarios destacados y la información de datos técnicos de subestación.

El análisis técnico financiero se hace a partir de la necesidad de reducir las penalizaciones y multas que la Empresa de Energía de Boyacá debe pagar debido a las frecuencias y duraciones de las fallas en los alimentadores primarios. Para el estudio de este aspecto se recurre al conocimiento de las reglamentaciones de las resoluciones, normas y códigos vigentes (CREG, resolución 070 de 1998).

La confiabilidad de un sistema incluye los tópicos fundamentales de calidad y continuidad del servicio. El proyecto se enfoca en diseñar un sistema reconfigurado de distribución primaria, localización de dispositivos de protección, de control, un sistema de comunicaciones y el Centro de Control para garantizar niveles óptimos de continuidad en el servicio y localización de fallas, empleando la automatización en la distribución primaria.

Los alcances del proyecto realizado son: aumentar el grado de confiabilidad del sistema para lograr de esta forma ventajas competitivas de la Empresa de Energía de Boyacá por una mejor prestación del servicio, mayor rentabilidad por disminución de pérdidas técnicas, bajo costo en multas, mayor capacidad del sistema, menor costo de operación: mejora tanto la planeación y análisis de operación del sistema de distribución primaria, como la imagen corporativa de la Empresa de Energía de Boyacá. Para lograr esto, se pretende:

- Automatizar la operación de la red de distribución primaria con base en un modelamiento dado y luego aplicado en la zona urbana de la ciudad de Tunja, para minimizar el número de usuarios fuera de servicio, restaurándolo por medio de dispositivos de suplencia, disminuyendo el tiempo de identificación y aislamiento de fallas, restauración del servicio implementando un control autónomo inteligente local que ofrece las terminales remotas RTU's, utilizando programas de aplicación conectados por el sistema SCADA/DMS (Control Supervisorio y Adquisición de Datos/ Sistema de Manejo de la Distribución).
- Estudiar el funcionamiento de circuitos existentes.
- Introducir la configuración topológica del modelo con la ayuda del software SPARD, luego haciendo los análisis de carga y reconfiguración óptima de los alimentadores para luego ubicar los dispositivos de protección y suplencia telecontrolados.
- Reducir el tiempo de restablecimiento del servicio, aprovechando el desarrollo actual de las comunicaciones.
- Manejar la información de la red por medio de las RTU's, ya que tienen una alta capacidad de procesamiento.
- Implementar dentro de la configuración topológica la simulación de los elementos telecontrolados, manejados desde el Centro de Control soportado por los sistemas



SCADA/DMS, que son los encargados del seguimiento y control de los alimentadores.

- Hacer el estudio técnico económico que implica la automatización del modelo planteado.

Los sistemas de control y supervisión y las fuentes de información hasta ahora se están desarrollando en el país, estas últimas se encuentran dispersas. Este estudio recopila esa información en forma ordenada y comprensible, da las pautas para la aplicación de un sistema de control y supervisión en sistemas de distribución.

Los programas de cómputo utilizados durante la realización de esta investigación fueron el SPARD, un software dirigido al planeamiento, gerencia y operación de los sistemas de distribución; Autocad, Paint, Word y Excel.

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación está orientado al planteamiento de una metodología para establecer criterios que sirvan de aplicación en un modelamiento para la automatización de las redes primarias de distribución de una ciudad.

Para ser aplicado el modelamiento como estudio inicial, se deben conocer las características de operación y planeamiento de las redes de distribución tradicionales de una ciudad, como también sus deficiencias para así dar correctivos.

Para tal fin, el modelamiento propone automatizar el sistema primario de distribución en la ciudad de Tunja, con lo cual se reducen en gran medida la duración y frecuencia de las interrupciones por motivos de fallas o mantenimientos. Esta implementación da rentabilidad y eficiencia a las empresas de energía, lo que trae consigo beneficios al usuario.

Aplicando las nuevas tecnologías en el campo de las comunicaciones y en los sistemas de control, supervisión y adquisición de datos, se integran todas las funciones para el sistema de manejo de energía con la ayuda de herramientas computacionales como son el sistema SCADA y Software eléctrico SPARD.

Además de lo anterior, este proyecto de investigación aplicó el sistema de reconfiguración en las redes existentes, como punto relevante en los alcances de los resultados esperados en el análisis técnico económico favorable en la viabilidad del proyecto, para ser aplicado en cualquier ciudad del país o del exterior.

Este estudio arrojó como resultado que los medios de comunicación más favorables son la fibra óptica para el enlace entre el Centro de Control y las subestaciones, el sistema de radio digital troncalizado y el sistema celular CDPD (Cellular Digital Packed Data)

entre el Centro de Control y las RTU's (Unidades Terminales Remotas). Para permitir la comunicación entre los dispositivos automatizados y el Centro de Control se emplean los protocolos estandarizados por la IEC (International Electrical Comisión) y el DNP 3.0 ( Distributed Network Protocol). Los dispositivos de campo utilizados en la red, los cuales adquieren, procesan y envían la información al Centro de Control, facilitan el manejo de la operación de las redes de distribución.

Con la utilización del software SPARD se hizo posible el análisis de comportamiento de los dispositivos de corte, protección y transferencia, con lo cual se estructuró un programa de operación automatizado para las maniobras de estos dispositivos en caso de falla, transferencia, deslastre, sobrecarga y mantenimiento.

## GLOSARIO

- ❑ AM (Amplitud Modulada). Tipo de modulación convencional utilizado en radiodifusión.
- ❑ AM (Mapeo automático). Subsistema que usualmente compone un sistema de control en un sistema eléctrico.
- ❑ ASK (Codificación por corrimiento de amplitud). Forma de modulación. La señal se modula a diferentes amplitudes
- ❑ CDPD (Cellular Digital Packet Data). Es un servicio de comunicación de datos empaquetados, especificado para el sistema convencional de comunicación celular
- ❑ DLC (Distribution Line Carrier). Es una técnica de comunicación, en la cual se transmite información sobre las líneas de distribución de energía eléctrica existentes.
- ❑ DMS (Distribution Management System). El DMS es un sistema de control computacional orientado a los Centros de Control de la distribución de energía eléctrica, para permitir planeamiento, análisis, ejecución y registro histórico de la operación de una red de distribución, con base en el modelo de la red controlada y la información de la misma en tiempo real.
- ❑ DNP 3.0 (Distributed Network Protocol). Protocolo estándar diseñado por la compañía HARRIS, utilizado para la comunicación de datos entre las estaciones remotas, la RTU Maestra y el Centro de Control.

- ❑ EMS (Sistema de manejo de energía). Subsistema en la automatización de la distribución.
- ❑ FMS (Sistema de manejo de alimentadores). Subsistema en la automatización de la distribución.
  
- ❑ FSK (Codificación por corrimiento de frecuencia). Forma de modulación. La señal se modula a diferentes frecuencias.
  
- ❑ Full Dúplex. Explotación de cualquier canal de comunicación en forma bidireccional y simultáneamente entre transmisor y receptor.
  
- ❑ GIS (Geographic Information System). Es un sistema de almacenamiento de mapas en forma digital para facilitar las actividades del operador de distribución.
  
- ❑ Half Dúplex. Explotación de cualquier canal de comunicación en forma bidireccional pero no simultáneamente entre transmisor y receptor.
  
- ❑ Hot Standby (Operación en caliente). Actividad que se ejecuta para maniobrar dispositivos de protección que trabajan bajo carga, para fines de seccionamiento y suplencia.
  
- ❑ IEC 870-5. Es un protocolo general desarrollado por el comité técnico 57 del International Electrotechnical comisión (IEC); con el fin de transmitir datos entre las RTU's (Maestra y de campo) y el Centro de Control.
  
- ❑ LAN (Local Area Network). Es un sistema de comunicaciones entre varios microcomputadores, confinado en un área geográfica relativamente pequeña. En las funciones de automatización de las redes de distribución, se usa la topología bus de datos.

- ❑ LMS (Load Management System). Es una función que tiene como finalidad la disminución de la carga pico y el llenado de los valles de la curva de carga diaria. Este se realiza mediante el control deliberado de cargas.
- ❑ Load pick Up (corte de carga en frío). Es una operación dentro de la función de deslastre de carga para estados temporales de emergencia del alimentador
- ❑ OSI (Open System Interconnect). Es un modelo de referencia, utilizado para facilitar las comunicaciones entre redes de computadoras. Esta compuesto por una agrupación modular de siete capas.
- ❑ PLC (Programmable Logical Control). Terminal de datos con módulos de entradas, salidas, reloj de tiempo, tiempo de scan, módulo de diagnóstico; entre otros. Se programa desde un computador para realizar tareas de control.
- ❑ RS 232 – RS 485. Son interfaces de comunicación serial, utilizado para la transmisión de datos entre computadores.
- ❑ RTU (Remote Terminal Unit). Es un dispositivo, a través del cual se realiza el telemando y supervisión tanto de la red de distribución como de los elementos que realizan las funciones de automatización.
- ❑ SCADA (Supervisory Control and Data adquisición). Es un módulo constitutivo del DMS, cuya función es suministrar monitoreo y telecontrol en tiempo real; tanto de las subestaciones como de los alimentadores de la red de distribución, a través del uso de Unidades Terminales Remotas (RTU's).
- ❑ SOE (Secuense Operation Event). Es una función que tiene como fin llevar un registro de los eventos sucedidos en el punto de interrupción automática, el cual consiste de fecha y hora precisa.

- ❑ TLM (Transformer Load Management). Programa de aplicación para el manejo de carga de los transformadores en media tensión, que maneja la carga en los límites permisibles. Es una aplicación manejada por el software SPARD.
  
- ❑ UHF. Frecuencias ultra altas que se encuentran entre la banda de 300 a 3000 MHz, utilizadas para modulación por frecuencia.
  
- ❑ UI (User Interface). Constituye un soporte de ayuda gráfica al operador; ya que mediante este se tiene la visualización del estado de la red, garantizando una gran información y toma de decisiones ante cualquier eventualidad.
  
- ❑ VHF. Frecuencias muy altas que se encuentran en la banda de 30 a 300 MHz, utilizadas para modulación por frecuencia.