

ANÁLISIS Y ESTUDIO TEÓRICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
SISTEMA DE INDICADORES DE FALLA TST-OL PARA LÍNEAS AÉREAS DE LA  
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

LINA PIEDAD PÉREZ TAMAYO  
Cód. 2003100215

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
NEIVA  
2010

ANÁLISIS Y ESTUDIO TEÓRICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
SISTEMA DE INDICADORES DE FALLA TST-OL PARA LÍNEAS AÉREAS DE LA  
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

LINA PIEDAD PÉREZ TAMAYO  
Cód. 2003100215

Trabajo de Grado en Modalidad de Pasantía para optar al título de Ingeniero  
Electrónico

Director  
EDILBERTO POLANÍA  
Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
NEIVA  
2010

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Director

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Neiva, 20 de Agosto de 2010

Primero quiero dar gracias a Dios, a mis padres y hermana, que me inculcaron los mejores principios para ser base de mi formación y por los que hoy puedo realizar este proyecto y lograr la culminación de mi carrera profesional.

A mis familiares más cercanos, a mi novio Diego Andrés por su compañía y motivación para la finalización de este trabajo, a mis amigos, en especial a Víctor y Andrea por su apoyo en este proceso, a Fernanda por ser la mejor y la más incondicional de las amigas, a mis profesores y compañeros de estudio por las enseñanzas y momentos compartidos en estos años.

## AGRADECIMIENTOS

ELECTROHUILA S.A.E.S.P. – División Zona Norte por el espacio brindado para el desarrollo de este proyecto.

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, por brindarnos una educación integral.

Al ingeniero Edilberto Polanía por su gran apoyo durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero Pablo Emilio Parra por compartirme su experiencia y conocimientos adquiridos en el sector eléctrico y por su apoyo en el cumplimiento de éste trabajo.

Al ingeniero Bladimir Alberto Solis, Giomar Bernal Arias y Héctor Fernando Gallego por su valiosa colaboración y disposición.

A todos mis compañeros, profesores y demás personas que me acompañaron en el transcurrir de mi vida universitaria, en especial al ingeniero Diego Fernando Jiménez por sus inolvidables enseñanzas y al ingeniero Bollman de Jesús Blanco (Q.E.P.D.) por sus acertadas orientaciones en su labor como consejero.

## CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	15
1. SISTEMA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	16
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	16
1.2 ETAPAS DEL SISTEMA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	18
1.2.1 Generación	18
1.2.2 Distribución	18
1.2.3 Comercialización	20
1.3 SISTEMA ELÉCTRICO DEL HUILA	20
1.3.1 Generación	21
1.3.2 Distribución	21
1.3.3 Comercialización	22
1.4 RED DE DISTRIBUCIÓN DE NEIVA	22
1.4.1 Tipos de Sistemas de Distribución	22
1.4.1.1 Industriales	22
1.4.1.2 Comerciales	22
1.4.1.3 Urbana	23
1.4.1.4 Rural	23
1.4.2 Descripción de la Red de Distribución	23
1.4.3 Elementos	24
1.4.4 Fallas en la red y sus causas	25
2. SISTEMA INDICADOR DE FALLAS TST-OL	27
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	27
2.1.1 Características	30
2.1.2 Ventajas	30
2.2 INDICADOR	30
2.2.1 Indicación Luminosa	35
2.2.2 Tipos de Disparo	36
2.2.3 Características	37
2.3 LECTORA	37
2.4 PROGRAMADOR	39
2.5 SOFTWARE	40
2.5.1 Programación de Parámetros para Indicadores	41
2.5.1.1 Condiciones de disparo	41
2.5.1.2 Tiempo de Validación	42
2.5.1.3 Configuración de Reposición	42
2.5.1.4 Configuración de Protección Anti - Rush	43
2.5.1.5 Corriente de Disparo Absoluta	43

2.5.1.6 Configuración de la Radio .....	43
2.5.1.7 Tensión de Reposición .....	43
2.5.1.8 Configuración de Destello .....	44
2.5.1.9 Retardo de Disparo .....	44
2.5.2 Descarga de Eventos Almacenados.....	47
3. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA INDICADOR DE FALLAS TST-OL .....	49
3.1 ANÁLISIS PREVIO.....	49
3.2 ETAPA DE INSTALACIÓN.....	54
3.2.1 Programación de Indicadores.....	54
3.2.2 Montaje de Indicadores .....	56
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	61
4.1 ANÁLISIS EN LA ETAPA DE CONFIGURACIÓN .....	61
4.2 ANÁLISIS EN LA ETAPA DE INSTALACIÓN.....	63
4.3 ANÁLISIS EN LA ETAPA DE PRUEBA.....	63
5. CONCLUSIONES .....	67
6. RECOMENDACIONES .....	68
FUENTES DE CONSULTA .....	69

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Demandas Máximas de los Circuitos de 13.8KV	50
Tabla 2. Cargabilidad de Circuitos de 13.8KV	50
Tabla 3. Estadísticas de Fallas y Aperturas de los Circuitos de 13.8KV	51
Tabla 4. Transformadores Instalados en Derivación Uno	56
Tabla 5. Corriente Nominal en los Módulos	61

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama del Sistema de Suministro Eléctrico	17
Figura 2. Etapa de Generación	18
Figura 3. Etapa de Distribución	19
Figura 4. Red de Transporte	20
Figura 5. Central de Generación	21
Figura 6. Subestación Altamira	22
Figura 7. Diagrama de Flujo del Sistema Indicador de Falla TST-OL	28
Figura 8. Circuito con el Sistema de Indicadores de Falla TST-OL	29
Figura 9. Indicador de Falla TST-OL	31
Figura 10. Partes del Indicador de Falla TST-OL	32
Figura 11. Módulo de Transmisión de Radio y Placa Electrónica	32
Figura 12. Indicador TST-OL con Etiqueta	33
Figura 13. Vista del Indicador con Mordazas Abiertas y Cerradas	33
Figura 14. Sistema de Sujeción del Indicador	34
Figura 15. Indicador de Falla TST-OL en la Línea	35
Figura 16. Indicación Luminosa	35
Figura 17. Indicación de Falla Transitoria y Permanente	36
Figura 18. Lectora de Mano	38
Figura 19. Componentes de la Lectora	39
Figura 20. Programador	40
Figura 21. Pantalla Principal del Psetup exe	42
Figura 22. Pantalla Avanzado del Psetup exe	44
Figura 23. Ventana de Eventos y Actualización de Firmware	45
Figura 24. Pantalla de Visualización de Eventos	46
Figura 25. Pantalla de Copia de Eventos a Disco	46
Figura 26. Confirmación de Borrar Tabla de Eventos	47
Figura 27. Pantalla Principal TST Events	47
Figura 28. Pantalla Principal TST Events, Botón Cargar Eventos	48
Figura 29. Plano del Circuito Bote 2	53
Figura 30. Pértiga con Indicador	58
Figura 31. Indicador enganchado en la línea	58
Figura 32. Instalación de Módulo 1	59
Figura 33. Instalación de Módulo 4	59
Figura 34. Instalación de Módulo 6	60

## GLOSARIO

**ALEACIÓN:** es una mezcla sólida homogénea de dos o más metales, o de uno o más metales con algunos elementos no metálicos.

**ALTERNADOR:** es una máquina eléctrica, capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, generando una corriente alterna mediante inducción electromagnética.

**CONTINGENCIA:** posibilidad o riesgo de que suceda una cosa; hecho o problema que se plantea de forma imprevista.

**CORRIENTE DE CORTO:** como corriente de cortocircuito se considera la correspondiente a un cortocircuito producido entre fase y neutro (o entre fase si el conductor neutro no es distribuido), en el punto mas lejano del conductor de protección y, en el caso que el equipo sea alimentado desde varios puntos, se debe considerar solo la correspondiente a la corriente de cortocircuito mínima.

**CORTOCIRCUITO:** fallo de un aparato o línea eléctrica por el cual la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo (fase) al neutro (tierra), en sistemas monofásicos de corriente alterna, entre dos fases o igual al caso anterior para sistemas polifásicos, o entre polos opuestos en el caso de corriente continua.

**CRUCETA:** herramienta utilizada para soportar los conductores instalados en los postes de hormigón. Son metálicas construidas con perfiles de acero galvanizado unidos mediante tornillos.

**DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA:** transporte de la energía por las redes hasta el consumidor final, quien la recibe de acuerdo con las características requeridas para usos industriales, comerciales o residenciales.

**ENERGÍA ELÉCTRICA:** es un recurso energético indispensable y, en muchos casos, insustituible para el desarrollo de múltiples actividades y funciones en el campo industrial, comercial y residencial. Es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se les coloca en contacto por medio de un conductor eléctrico para obtener trabajo.

**FACTOR DE POTENCIA:** el factor de potencia (f.d.p) de un circuito de corriente alterna, es la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), si las corrientes y tensiones son señales perfectamente sinusoidales.

**FALLA:** eventualidad en la que se suspende el servicio de energía eléctrica.

**FALLA FRANCA:** falla en un área determinada fija o en un punto específico.

**GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA:** producción de la energía en una central, bien sea hidráulica, eólica o térmica.

**INDICADOR:** elemento que hace parte del sistema indicador de falla TST-OL, que consiste básicamente en un sensor utilizado para detectar, almacenar y mostrar la existencia de fallas mediante la activación ya sea de led rojos o amarillos que lo componen. Adicionalmente, cuenta con un micro transmisor de radio UHF (433 MHz) con alcance aproximado de 100 – 150 metros, cuya salida codificada puede ser captada mediante un receptor portátil con la visualización de la fase en falla.

**MECANISMO DE CONTROL:** conjunto de elementos que permiten corregir desviaciones a fin de lograr el cumplimiento de los objetivos, el control se entiende como la verificación de las actividades, de conformidad con un plan ya establecido.

**MECANISMO DE SEGURIDAD:** comprende todas las reglas de seguridad que sigue una organización para controlar el acceso al sistema y este se use únicamente para los propósitos para los que fue creado y dentro del marco previsto. Permite controlar y detectar las vulnerabilidades del sistema y mantenerse informado acerca de las falencias en las aplicaciones y en los materiales que se usan.

**OPERACIÓN:** acto, proceso, o efecto de utilizar un dispositivo o sistema.

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL):** sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN):** sistema de Transmisión Nacional de energía eléctrica, compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR):** sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

**SOBRECARGA:** sobreintensidad, que se reproduce en un circuito, en ausencia de un fallo eléctrico.

**SUBESTACIÓN:** es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar el transporte y distribución de la misma. Su equipo principal es el transformador.

**TENSIÓN:** es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito eléctrico cerrado, provocando el flujo de una corriente eléctrica. La diferencia de potencial también se define como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico, sobre una partícula cargada, para moverla de un lugar a otro.

**TRANSFORMADOR:** es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. Convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de voltaje, en energía alterna de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético.

**TRANSPORTE:** es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

**TST-OL:** The Smart Tracer - On Line. El Marcador o Trazador Inteligente - En Línea.

**TST-RP2:** The Smart Tracer – Portable Receiver 2. El Marcador o Trazador Inteligente - Receptor Portátil 2.

**TURBINA:** es una turbomáquina motora hidráulica, que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica, así son el órgano fundamental de una Central hidroeléctrica. Éstas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y este le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.

**USUARIO:** es la persona que utiliza o trabaja con algún objeto o que es destinataria de algún servicio público, privado, empresarial o profesional.

## RESUMEN

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. ubicada en la ciudad de Neiva capital del departamento del Huila, es la empresa que presta el servicio de energía eléctrica hace 62 años en la región surcolombiana, sus principales negocios son la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Ante el aumento de usuarios y posterior crecimiento de las redes, se tiene la inminente necesidad de ofrecer un servicio con calidad por lo que se han implementado nuevas estrategias en las labores que se realizan a diario enfocadas a la disminución de la existencia de fallas.

Este proyecto es desarrollado en las redes de distribución de Media Tensión de la ciudad de Neiva y tiene como finalidad implementar un sistema de indicación de fallas que permita su rápida detección y reducción en los tiempos de cortes de la energía, esto con el objetivo de brindar a los usuarios confiabilidad en el servicio.

Este documento pretende que el lector conozca los diferentes procesos que se llevaron a cabo para la programación e implementación del sistema de indicadores de fallas TSTS-OL, para tal fin se ha dividido en 4 capítulos, que se describen a continuación:

En el capítulo 1, se describen las generalidades de un sistema de suministro eléctrico, tales como etapas, elementos y fallas; además se hace una breve descripción de las redes de distribución de energía del departamento del Huila y la ciudad de Neiva.

En el capítulo 2 se analiza el sistema indicador de fallas, componentes, características y ventajas.

En el capítulo 3 se definen parámetros de programación e instalación del sistema, y se identifican factores representativos en el uso del sistema.

En el capítulo 4, se detalla en un análisis de resultados las diferentes pruebas que se realizaron, los inconvenientes encontrados y las soluciones brindadas a los mismos.

## ABSTRACT

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. is located in the city of Neiva, Neiva is the capital and the main city in the Huila department. ELECTROHUILA S.A. E.S.P is the company supplying electricity service 62 years ago in the south region in Colombia, its main business is the generation, distribution and marketing of electrical energy (electricity).

Owing to the increasing number of users and further growth of networks, now days is needed provide a quality service at this way with new strategies have been implemented in every work to be performed daily aimed at decreasing the presence of failures.

This project is developed in the networks of medium voltage distribution in the whole city of Neiva and it aims to implement a system failure indicators that which allows the fast detection and reducing in times when there was a power cut, the objective is providing to the users the best service reliability.

This paper aims that the reader knows the different processes were carried out for the programming and implementation of system failure indicators TSTS-OL, for this purpose has been divided into four chapters, which are described below:

Chapter 1 describes the generalities of a power system, such as stages, components and failures, moreover a brief description of the power distribution networks of Huila and the city of Neiva.

Chapter 2 examines the system failure indicator, components, features and advantages.

Chapter 3 defines programming and installation parameters of the system, and it identifies representative factors in the use of the system.

Chapter 4 details an outcomes analysis in several proofs that were done, the issues and the solutions given to them.

## INTRODUCCIÓN

La industria energética es un sector de gran importancia, ya que tiene gran impacto en la actividad humana básica, al estar directamente relacionada con los requerimientos tecnológicos utilizados por el ser humano en la actualidad.

La generación, transporte y distribución de energía eléctrica son esenciales para el funcionamiento de nuestra sociedad, teniendo en cuenta que el desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria.

Tan importante como la generación es la transmisión, distribución y comercialización de ésta energía que a través de procesos económicamente viables aseguren la máxima transferencia de potencia al usuario final, con el menor número de interrupciones y cortes no programados.

El aumento en el número de usuarios y su consecuente ampliación de las redes han llevado a que la industria de la distribución de energía eléctrica este tratando de implementar diferentes sistemas que permitan la rápida detección y solución oportuna de fallas, con el fin de no afectar a los usuarios con cortes en el servicio, que puedan conllevar a afectar sus bienes muebles e inmuebles.

En este campo, la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. ha adquirido el sistema de indicadores de fallas TST-OL desarrollados por PRODEL S.A., que permiten la detección de eventos tanto permanentes como transitorios, con su correspondiente indicación de fecha y hora, para ser descargados en el computador y realizar un análisis posterior.

Y son precisamente los equipos desarrollados por PRODEL S.A. los empleados en este proyecto para ser implementados en la red de distribución aérea de Media Tensión de la ciudad de Neiva con el fin de detectar las fallas en la red y poder corregirlas en el menor tiempo posible, permitiendo localizar el punto específico del circuito en el que se presenta la falla, minimizando costos operacionales, tiempos de atención y suspensiones del servicio.

## **1. SISTEMA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO**

El sistema de suministro de energía eléctrica está formado por el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

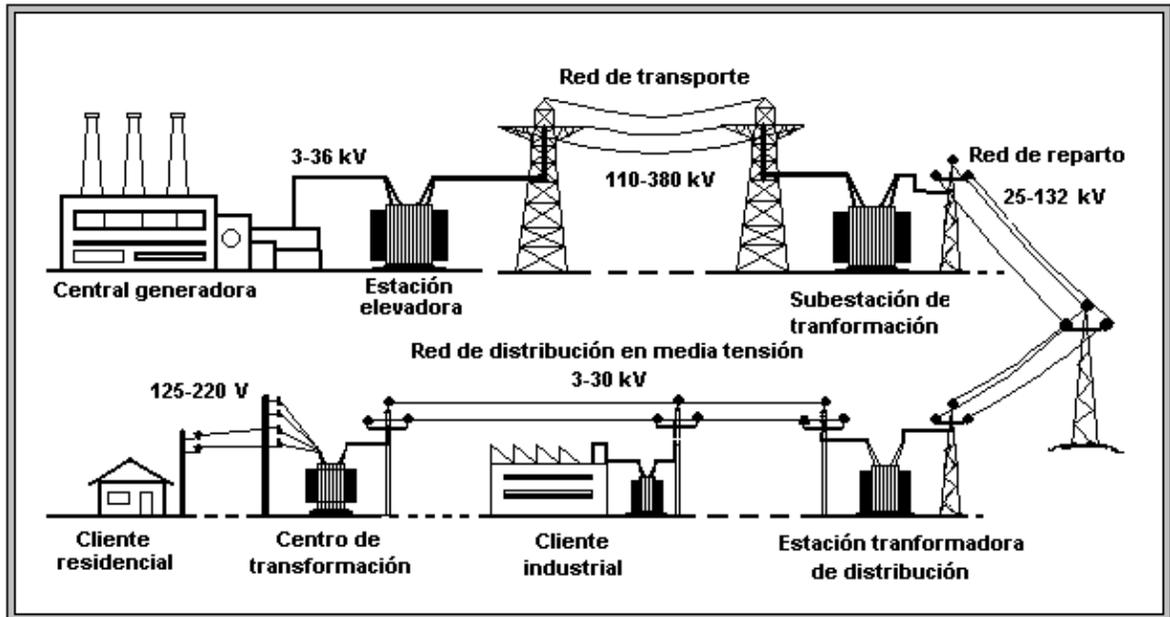
### **1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL**

El sistema de suministro eléctrico cuenta con seis elementos principales:

- La central generadora.
- La estación elevadora, donde los transformadores elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte.
- La red de transporte.
- Las subestaciones de transformación, donde la señal baja su voltaje para adecuarse a las líneas de distribución.
- La red de distribución.
- La estación transformadora de distribución y el centro de transformación donde los transformadores bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

En la Figura 1 se especifican los distintos componentes del sistema de suministro eléctrico:

Figura 1. Diagrama del Sistema de Suministro Eléctrico



El proceso llevado a cabo de inicio a fin en un sistema de suministro eléctrico es el siguiente:

En una central generadora, fluido a presión (agua o vapor de agua) hace girar turbinas que impulsan generadores eléctricos. La electricidad se transporta a una estación elevadora de transmisión, donde un transformador elevador convierte la corriente de baja tensión en una corriente de alta tensión. La electricidad se transporta por la red de transporte a través de cables de alta tensión a las estaciones transformadoras de distribución, donde mediante transformadores se reduce la tensión de transporte a la de distribución.

A través de la red de distribución de media tensión se alimentan los clientes industriales.

Posteriormente en los centros de transformación que están dotados de transformadores alimentados de las líneas de distribución en media tensión se realiza la última transformación, efectuando el paso de las tensiones de distribución a la tensión de utilización de los clientes residenciales.

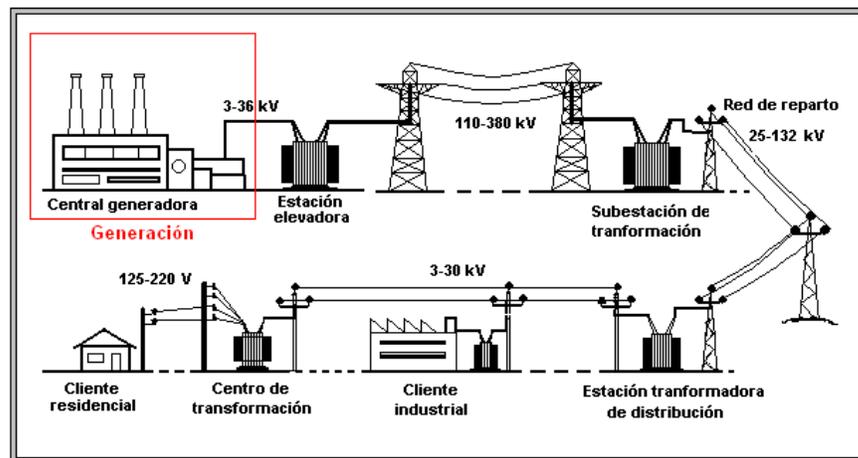
Las líneas primarias pueden transmitir electricidad con tensiones de hasta 500.000 voltios o más, mientras que las líneas secundarias que van a las viviendas tienen tensiones de 220 o 110 voltios.

## 1.2 ETAPAS DEL SISTEMA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

**1.2.1 Generación.** Actividad consistente en la producción de la energía eléctrica que se genera en las centrales eléctricas, estas son una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que hace girar un alternador, generando así electricidad. El hecho de que la electricidad, a nivel industrial, no pueda ser almacenada y deba consumirse en el momento en que se produce, obliga a disponer de capacidades de producción con potencias elevadas para hacer frente a los picos de consumo con flexibilidad de funcionamiento para adaptarse a la demanda.

En la Figura 2 se enmarca en color rojo la etapa inicial y esencial del funcionamiento del sistema de suministro eléctrico que es la generación de la electricidad en la central generadora.

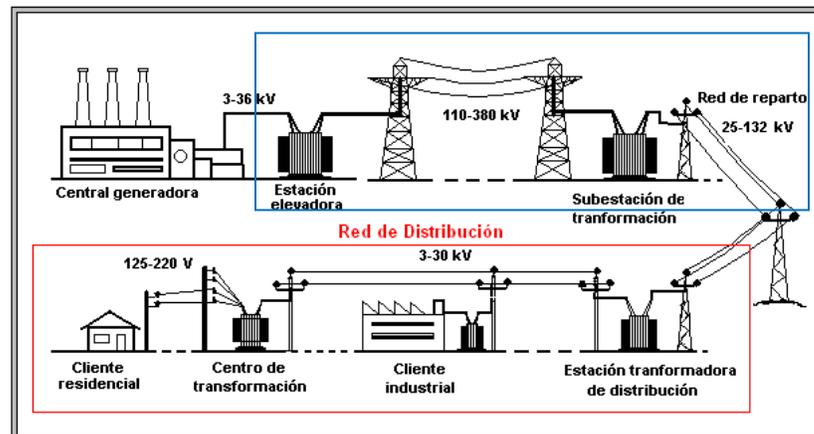
Figura 2. Etapa de Generación



**1.2.2 Distribución.** Actividad que corresponde al transporte de la energía a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) hasta el usuario final, utilizando los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL). Desde la subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía suministradora (distribuidora o comercializadora) que ha de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los clientes. Estas líneas, realizadas a distintas tensiones, y las instalaciones en que se reduce la tensión hasta los valores utilizables por los usuarios, constituyen la red de distribución. Las líneas de la red de distribución pueden ser aéreas o subterráneas.

En la Figura 3 se resaltan los componentes de la red distribución, que son la estación transformadora de distribución, los clientes industriales o comerciales, el centro de transformación que reduce el nivel de tensión al utilizado por los clientes residenciales y la red de Transporte que se encuentra enmarcada en el recuadro azul y que se describirá en adelante.

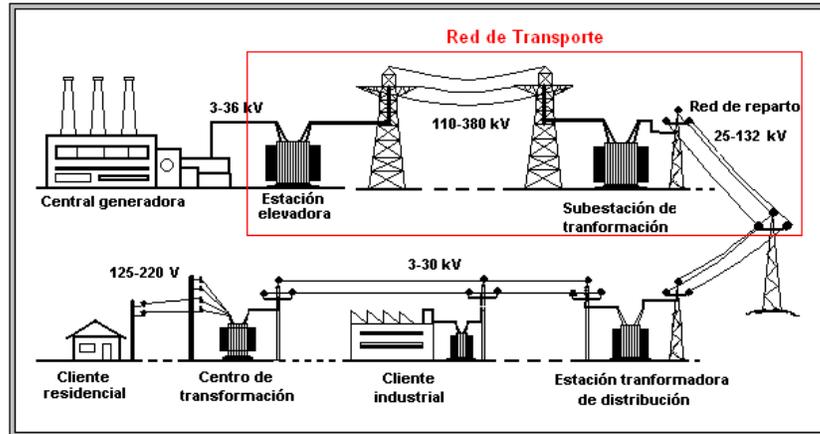
Figura 3. Etapa de Distribución



**Red de transporte.** Hace parte de la red de distribución, y se encarga de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura en forma de malla, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido y con las menores pérdidas posibles. Para disminuir éstas últimas la distribución en esta red se hace en alta tensión.

En la Figura 4 se enmarca la red de transporte que es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar la energía eléctrica generada en la central a través de grandes distancias hacia la subestaciones de transformación para hacerla llegar a los puntos de distribución.

Figura 4. Red de Transporte



**1.2.3 Comercialización.** Esta relacionado con las actividades propias de la comercialización de la energía al usuario final, incluyendo el servicio de facturación. Se puede vender energía a precios libres y/o a precios regulados, dependiendo del tipo de usuarios que atiendan.

El mercado eléctrico en Colombia tiene segmentos regulados y no regulados. El mercado regulado, que es directamente contratado y utilizado por compañías de distribución, abarca usuarios industriales, comerciales y residenciales con demandas de energía inferiores a 0.5 MW; en este mercado la estructura de tarifas es establecida por la Comisión de Energía y Gas (CREG).

En el mercado no regulado, los consumidores con demandas de energía superiores a 0.5 MW pueden negociar y contratar libremente su suministro en el mercado mayorista directamente o por medio de entidades comerciales, distribuidores, o productores.

En Colombia los sistemas de distribución, como todo lo relacionado con los sistemas de potencia, esta regulado por la CREG. Es relevante mencionar que la Ley 143 de 1994, conocida como Ley Eléctrica, define la regulación, los principios y el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

### 1.3 SISTEMA ELECTRICO DEL HUILA

La Electrificadora del Huila S.A. E.S.P fue creada en el año 1947 con el fin de brindar la prestación del servicio de energía eléctrica al departamento del Huila de una manera continua, siendo una empresa comprometida con el desarrollo económico y social de la región Surcolombiana, que actúa con criterios de

rentabilidad, transparencia y efectividad orientados a la satisfacción del cliente en la distribución, comercialización y generación de la energía eléctrica.

**1.3.1 Generación.** El servicio de generación de energía eléctrica en el departamento del Huila tiene su punto de partida en el inicio del proceso de construcción de un punto de conexión al STN (Sistema de Transmisión Nacional) en la subestación Betania, lo cual fue un hecho fundamental que permitió el mejoramiento del servicio en el departamento del Caquetá y el sur del Huila. De igual forma la construcción de las plantas de generación de Iquira ha sido el soporte en la producción de energía en el territorio surcolombiano, con lo que se logró el inicio de la actividad industrial del departamento.

Figura 5. Central de Generación



La empresa cuenta con tres microcentrales de generación de energía eléctrica que son: Iquira I y II y La Pita; en la Figura 5 se muestra la imagen de un cuarto de Maquinas o Turbinas, que son las encargadas de producir la energía eléctrica.

**1.3.2 Distribución.** Electrohuila suministra el servicio de energía eléctrica al Departamento del Huila y permite la conexión del departamento del Caquetá a través del circuito de 115KV Betania Altamira. Adicionalmente suministra energía a algunos sectores de los departamentos de Cauca y Tolima. Para lograr dicha cobertura cuenta con 37 subestaciones a 34.5 KV Y 5 de 115KV y cientos de kilómetros de red construidas en operación.

La Figura 6 muestra la imagen de una de la subestaciones mencionadas anteriormente.

Figura 6. Subestación Altamira



**1.3.3 Comercialización.** Actualmente el negocio de comercialización en el mercado regulado del departamento, en sus 37 municipios, atiende 226.000 clientes que demandan 435 Gwh/año. Se atienden alrededor de 82 clientes con una demanda anual de 134 Gwh, de los cuales el 31% se atiende fuera del departamento.

#### **1.4 RED DE DISTRIBUCION DE NEIVA**

El sistema de distribución de energía eléctrica de Neiva está formado por el conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un determinado número de cargas, con distintos niveles de tensión y ubicados en diferentes lugares de la ciudad.

**1.4.1 Tipos de Sistemas de Distribución.** La red de distribución de Neiva se clasifica dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deben operar, entre estas se pueden nombrar:

**1.4.1.1 Industriales.** Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

**1.4.1.2 Comerciales.** Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios, bancos, supermercados, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que

generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

**1.4.1.3 Urbana.** Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una alta densidad de cargas. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

**1.4.1.4 Rural.** Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas.

**1.4.2 Descripción de la Red de Distribución de Neiva.** El sistema eléctrico de la ciudad de Neiva es alimentado por dos líneas de transporte de 115KV de Betania que llega a la subestación El Bote. A través de transformadores de potencia esta tensión es convertida a 34.5KV que es el nivel de tensión que maneja cada una de la subestaciones de la ciudad. Paralelamente en cada subestación se reduce la tensión a 13.8 KV que es el nivel de distribución en la capital huilense. La red de distribución eléctrica cuenta con seis subestaciones que forman el anillo de 34.5KV.

A su vez cada subestación tiene sus circuitos respectivos a 13.8KV y están mencionados a continuación:

El Bote: alimenta los circuitos Bote1, Bote 2, Bote 3, Lago e industrial.

Norte: Ferias, Terpel, Industrial, Villa Olímpica, Granjas.

Centro: Centro1, Centro 2 y Centro 3.

Planta Diesel: Norte, Centro, Sur, Jardín, Rural.

Oriente: Rioja, Vergel, Ipanema, Tesoro.

Sur: Andalucía, Canaima, Timanco, San Pedro, Bavaria, Cerro Neiva, Transmisores.

Estas subestaciones están conectadas entre sí para dar a los circuitos buen margen de confiabilidad y poder suplir las fallas potenciales que se pudieran presentar. De esta manera, si alguno de los circuitos llegara a fallar, este es aislado para conectar otro con capacidad de suministrar la energía durante el evento a los usuarios conectados al circuito que presenta la falla.

Para la distribución de energía eléctrica todas las subestaciones están conectadas a una red de cableado aéreo el cual es reducido a 440, 380, 220 y 110 Voltios a través de transformadores eléctricos según el consumo del usuario y la zona en la que se encuentre ubicado.

**1.4.3 Elementos.** La red de distribución de electricidad esta conformada por generadores, transformadores y las líneas de conducción, estos dispositivos requieren una serie de equipos suplementarios para protegerlos; diseñados para regular la tensión que se proporciona a los usuarios, corregir el factor de potencia del sistema y cuidarlo de aumentos excesivos de la intensidad de la corriente, ya sea por sobrecargas o porque se establezca un cortocircuito.

El problema de protección de los sistemas eléctricos de distribución ha venido adquiriendo mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio eficiente.

Las industrias productoras de energía eléctrica se ven en la necesidad de diseñar equipos y sistemas que permitan que el suministro de energía sea constante y seguro. La seguridad debe ser tanto para garantizar el suministro de energía como para proteger los equipos alimentados de esta energía de eventuales descargas eléctricas o sobre corrientes.

Entre los elementos de protección, se pueden definir los siguientes:

- **Cortacircuitos:** Son grandes interruptores que se activan de modo automático cuando ocurre un cortocircuito o una circunstancia anómala que produzca una elevación de corriente. Permite proteger los elementos de la red contra cortocircuitos y sobrecargas, mediante operaciones de conmutación ordinarias.
- **Fusibles:** son elementos consistentes en un alambre de una aleación de bajo punto de fusión; el fusible se introduce en el circuito y se funde si la corriente aumenta por encima de un valor predeterminado.
- **Interruptores:** son dispositivos utilizados para desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.
- **Pararrayos:** es un instrumento cuya función es dirigir al rayo junto a su enorme carga eléctrica hacia tierra a través de un cable, de tal modo que no cause daños a construcciones o personas.
- **Reconectores:** es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para energizar nuevamente la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección falla de la parte principal del sistema

- **Relés:** es un dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.
- **Seccionadores:** son interruptores de una subestación o circuitos eléctricos que protegen a una subestación de cargas eléctricas demasiado elevadas. Son muy utilizadas en las centrales de transformación de energía eléctrica de cada ciudad.

**1.4.4 Fallas en la red y sus causas.** Aunque los sistemas de distribución de energía eléctrica se diseñan con el fin de prestar un servicio continuo y confiable, están expuestos a la aparición de fallas por lo que son inevitables las contingencias asociadas a estas durante la operación. Estos eventos se producen por diversos factores que pueden afectar o causar el colapso del funcionamiento normal; entre los cuales se encuentran:

- **Deterioro:** daño progresivo, en mayor o menor grado, de los componentes físicos que integran la red eléctrica, originado por agentes externos presentes en el entorno, entre los que están la humedad, el calor, el movimiento de la tierra, entre otros. También es producido por el cumplimiento del ciclo de vida útil y el desgaste durante la operación.
- **Efectos ambientales:** las fallas que ocurren a causa de estos, típicamente se dan por fenómenos como tormentas eléctricas, avalanchas, terremotos, incendios forestales y caídas de árboles.
- **Conflicto social:** diferentes condiciones que originan fallas relacionadas con este aspecto son el terrorismo, el vandalismo, el fraude y diversos conflictos que se presentan en el entorno social.
- **Error humano:** imprudencias en el manejo del sistema eléctrico, el incumplimiento de los procedimientos de seguridad o la negligencia son causas de fallas en la distribución.
- **Falla en componentes del sistema:** mal funcionamiento de algún componente de la red debido al estado defectuoso del mismo.

Las anteriores situaciones que afectan el sistema de distribución eléctrica, producen eventualidades en las redes, las más frecuentes son:

- **Líneas rotas.** se presenta cuando se rompe alguno de los conductores de un circuito tanto en baja como en alta tensión.

- **Transformadores o DPS (Dispositivo De Protección contra Sobretensión) quemados.** estos daños son ocasionados por excesiva extracción de potencia o sobrecargas, unión indebida de las conexiones en el secundario, falla en un circuito eléctrico asociado, mal uso o despreocupación por parte del usuario.
- **Aisladores en mal estado.** estas se originan por el envejecimiento o estado defectuoso o incorrecta instalación de los materiales aislantes.
- **Redes emperchadas.** se producen por la unión accidental de dos líneas eléctricas sin aislación, entre las que existe una diferencia de potencial eléctrico (fase-neutro, fase-fase). Durante un cortocircuito el valor de la intensidad de corriente se eleva de tal manera, que los conductores eléctricos pueden llegar a fundirse en los puntos de falla, generando excesivo calor, chispas e incluso llamas, con el respectivo riesgo de incendio.
- **Redes enmontadas.** se da por el contacto físico de las líneas eléctricas sin aislación con alguna rama de un árbol.
- **Líneas a tierra.** se genera al puentear las líneas eléctricas de conducción con una estructura metálica como un poste o una cruceta.

## **2. SISTEMA INDICADOR DE FALLAS TST-OL**

La ocurrencia de eventos que llevan a la suspensión del servicio eléctrico, motivan a la búsqueda de mecanismos que permitan disminuir el tiempo de dichos cortes, ya que estos significan inconvenientes generados a los usuarios que dejan de recibir el servicio y adicional a ello pérdidas económicas para la empresa a causa de los KWH que se dejan de facturar mientras un ramal esta fuera de servicio.

Actualmente la Electrificadora del Huila S.A.E.S.P. realiza la labor de localización de fallas por el método de "prueba y error", método que consiste en dividir la red del circuito que presenta la falla en dos partes y energizando una de ellas; a medida que se delimita la zona de falla, se devuelve el suministro al resto de la red; Esto ocasiona que en el transcurso de la localización se puedan producir varias interrupciones a un mismo tramo de la red.

### **2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL**

El sistema indicador de fallas es un conjunto de equipos autónomos que instalados en la red de distribución eléctrica facilitan la determinación rápida del sector del circuito que se encuentra averiado; Los elementos que hacen parte de este tipo de sistemas son los siguientes:

- Indicador
- Lectora
- Programador
- Software

En la Figura 7 se muestra un diagrama de flujo del sistema indicador de falla TST-OL (The Smart Tracer - On Line ó El Marcador o Trazador Inteligente - En Línea), que relaciona los componentes del sistema con el Usuario.

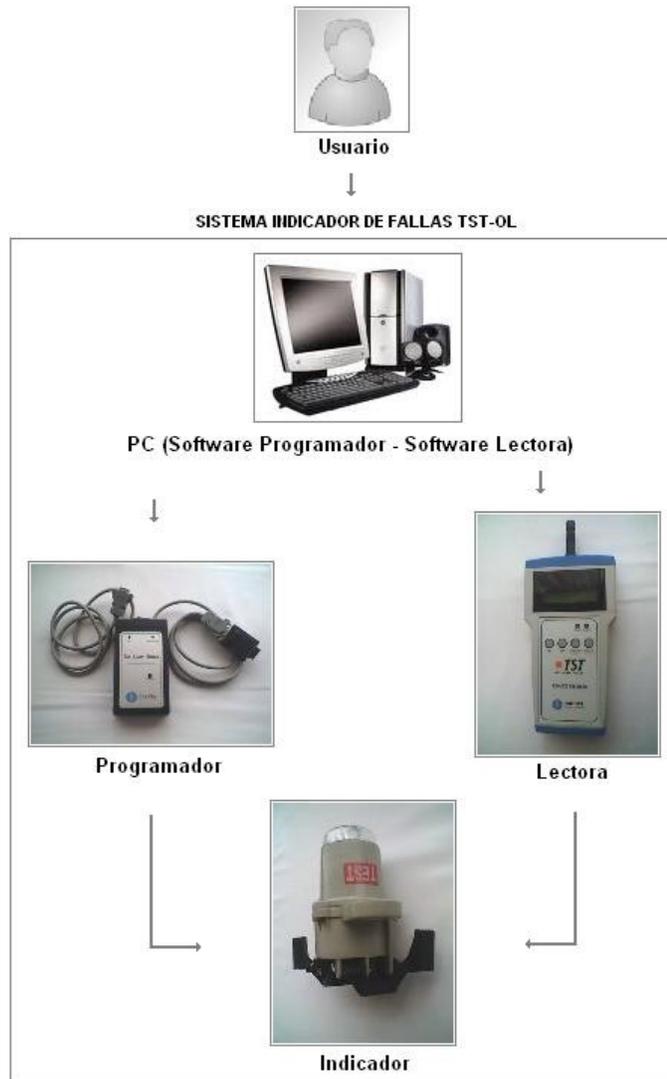
El sistema cuenta con elementos de software (Software Programador – Software Lectora) y hardware (Indicador – Programador - Lectora), la forma como se relaciona el Usuario con estos elementos es la siguiente:

Antes de realizar la instalación de los Indicadores en las líneas, estos deben ser programados con los respectivos parámetros de funcionamiento, para ello es necesario el programador y el Software del Programador.

Luego de ser instalador, y en cuanto el indicador muestra falla, se hace necesario adquirir la información referente a esta, para ello se usa la Lectora que permite

obtener la información proporcionada por el indicador, para que el usuario tenga acceso al reporte debe usar el software de la lectora.

Figura 7. Diagrama de Flujo del Sistema Indicador de Falla TST-OL

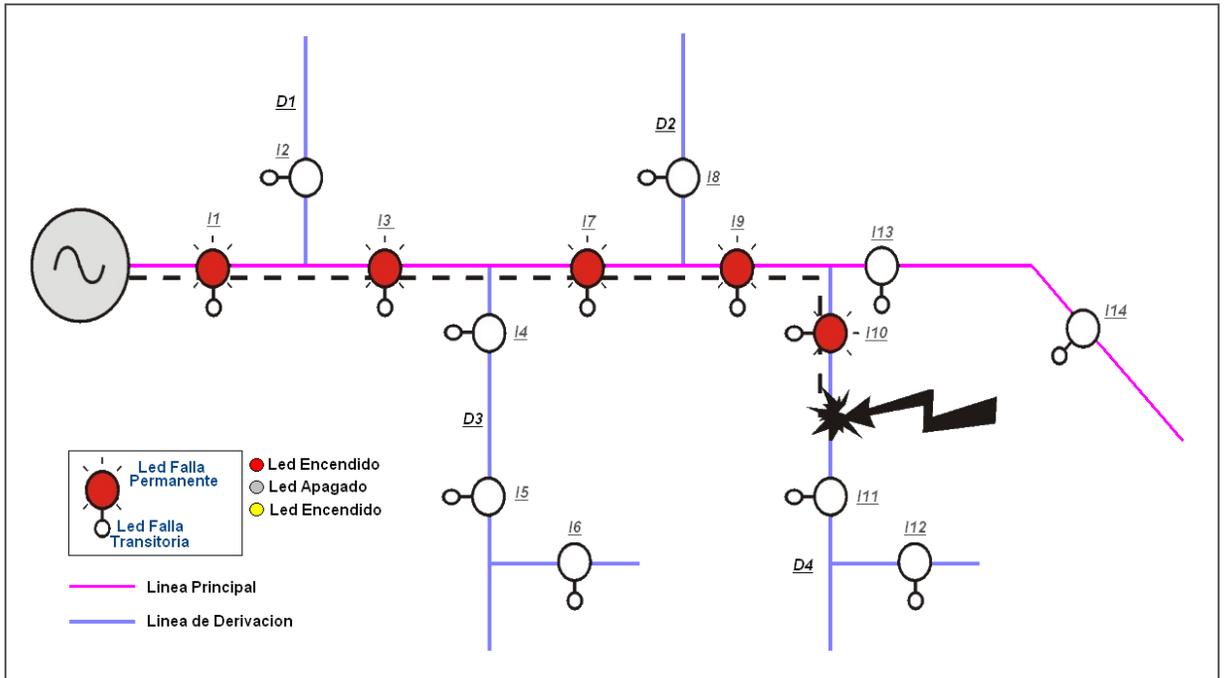


En cuanto el sistema Indicador de Fallas va a ser instalado, se debe conocer parámetros y datos relevantes del sistema eléctrico en el cual va a trabajar, para de esta forma asegurar un funcionamiento correcto del mismo, entre estas variables se encuentran:

- La tensión de servicio.
- El valor de las Corrientes de Corto en el punto.
- El tipo de reposición.

Para hacer un explicación de cómo funciona el sistema instalado en una red eléctrica, se ilustra en la Figura 8 la imagen de un circuito eléctrico ejemplo.

Figura 8. Circuito con el Sistema de Indicadores de Falla TST-OL



El diagrama de la Figura 8 es la representación de un circuito de Media Tensión común con su red principal y cuatro derivaciones, En el circuito se han instalado 14 indicadores en total distribuidos 6 en la línea principal y 8 en las derivadas.

Al estar encendidos los led I1, I3, I7, I9 de la línea principal se descarta la presencia de falla en las derivaciones D1, D2 y D3 y al final de la red principal, como el indicador I10 esta en rojo, se detecta que la falla está en la cuarta derivación. Se observa además que solo el primer indicador de la cuarta derivación D4 esta encendido, lo que permite determinar que la falla se origino en el segmento de red entre este y el próximo indicador (I11) ubicado en esa misma línea eléctrica.

Esta detección se da como resultado de la implementación del sistema indicador de falla TST-OL, puesto que los indicadores encendidos indican el tramo para encontrar el punto específico donde se ha generado la eventualidad.

**2.1.1 Características.** Las principales características de este sistema son:

- Disparo programable.
- Doble indicación de fallas permanentes y transitorias.
- Disparo y reposición manual.
- Función de prueba.
- Nivel de tensión de reposición programable.
- Registro de fallas con fecha y hora.
- Transmisión de datos de fallas y medidas de corriente mediante el receptor portátil **TST-RP**.
- Puerto de comunicación serie para programar el indicador.
- Medición de la corriente de línea por medio del módulo de radio.

**2.1.2 Ventajas.** Las ventajas que trae consigo el uso de los sistemas indicadores de fallas son las siguientes:

- Acortar los tiempos de cortes del servicio.
- Reducción de costos operativos por rápidas tareas de normalización.
- Facilitar la operación y gestión del sistema.
- Rápida respuesta al reclamo del servicio por parte de los usuarios.
- Mejor índice de calidad.

En adelante se explica cada uno de los elementos que componen el sistema.

## **2.2 INDICADOR**

El Indicador de Falla para Líneas Aéreas TST- OL mostrado en la Figura 9, consiste en un innovador circuito electrónico microprocesado y programable, desarrollado para la medición simultánea de corriente y tensión de la línea.

Cuenta con un micro transmisor de radio UHF (433 MHz) con alcance aproximado de 100 – 150 metros, cuya salida codificada emitida a intervalos de 20 segundos puede ser captada mediante un receptor portátil con la visualización de la fase en falla y medida de la corriente de carga o bien, recibida por la unidad concentradora que lee y discrimina la señal de hasta 3 ternas de indicadores ubicados en su proximidad.

El TST OL es un dispositivo capaz de responder a diversas condiciones de operación de la red eléctrica, para ello cuenta con un conjunto de elementos que le permiten desarrollar de forma adecuada y eficiente sus objetivos, entre estos elementos tenemos los siguientes:



El módulo de transmisión de radio ilustrado en la parte izquierda de la Figura 11, cuenta con:

- Un transmisor de referencia RTFQ que funciona a 433 Mhz
- Un circuito integrado MC14001B formado por cuatro compuertas lógicas NOR de dos entradas
- Conector de entrada de datos proveniente de la placa lógica
- La tarjeta que funciona como su antena
- Banco de baterías para el suministro de energía.

Figura 10. Partes del Indicadores de Falla TST-OL

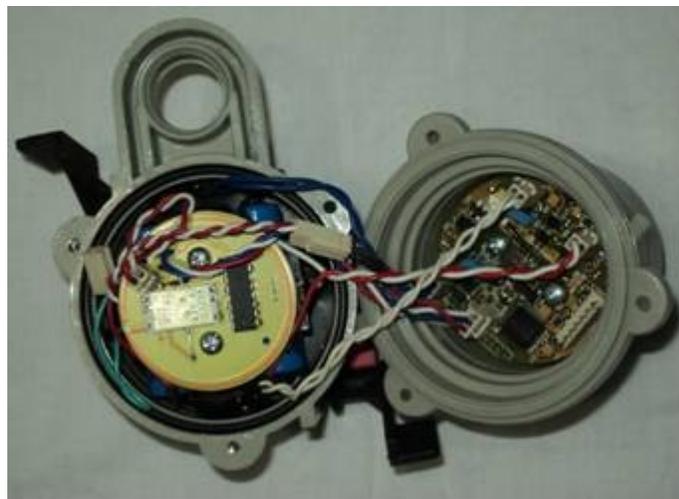
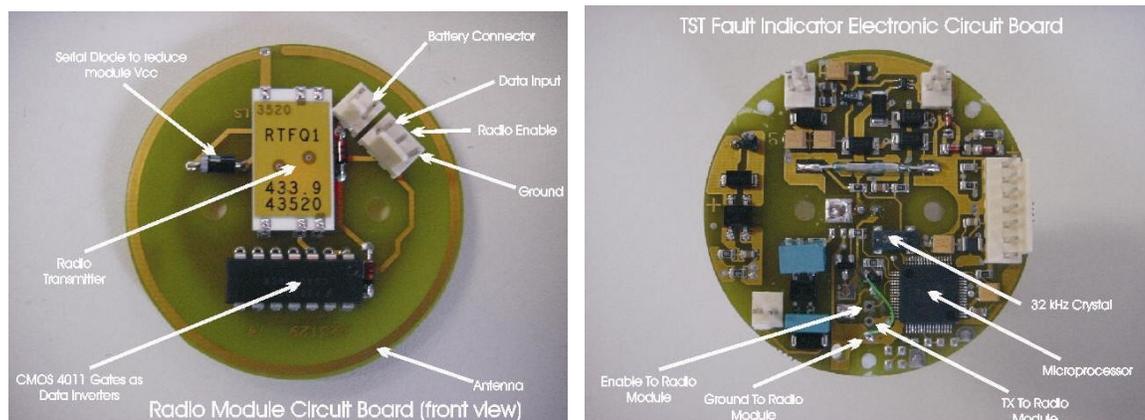


Figura 11. Modulo de Transmisión de Radio y Placa Electrónica



En la parte exterior el indicador TST-OL tiene una etiqueta con la palabra TEST indicada en color Rojo, Blanco o Azul, que nos permite diferenciar en que fase se deben instalar, es decir, R, S o T respectivamente. En la Figura 12 se muestra un ejemplo para la fase R (Color Rojo).

Figura 12. Indicador TST-OL con Etiqueta



En la Figura 13 se muestra el diseño exterior que posee el indicador TST-OL, este cuenta con una brida de autoretención que facilita la adecuación a cualquier cable y al disponer de almohadillas antideslizantes se asegura el montaje y se impide su corrimiento a lo largo de la línea por las vibraciones a las que se encuentran sometidos los conductores.

Este sistema de sujeción permite que al ser ubicado sobre el conductor donde se le desea instalar, el mismo se libere, sujetando firmemente el aparato al conductor, tal como se observa en la Figura 14.

Figura 13. Vista del Indicador con Mordazas Abiertas y Cerradas



Figura 14. Sistema de Sujeción del Indicador



Las secciones que podrá soportar con este sistema van desde los 7 a los 30 mm de diámetro. El indicador es apto tanto para conductores aislados como desnudos.

- El indicador es alimentado con dos tipos de fuente:

La primera de ellas energiza el sistema siempre y cuando no haya detectado fallas, y lo hace mediante un circuito que toma energía del campo magnético generado por la corriente circulante desde los 15 A.

La segunda energiza el sistema mediante una Pila de Litio de alta capacidad, reemplazable y que permite más de 500 horas de funcionamiento. Este modo de alimentación se emplea mientras no exista tensión en la línea, es decir, cuando el equipo está desarrollando su labor de disparo y señalización de falla.

- Medición de corriente y Tensión en la Línea

El indicador mide continuamente la corriente y almacena una serie de valores sucesivos, luego compara las variaciones de la corriente con el promedio de estos valores y determina la existencia de una condición de falla.

La medición de la tensión se realiza mediante un dispositivo capacitivo simultáneamente con la medición de corriente, estableciendo así en conjunto y continuamente las condiciones de disparo y reposición del aparato.

En la Figura 15 se observa un indicador de falla TST-OL que ha sido instalado en una línea de distribución de energía eléctrica.

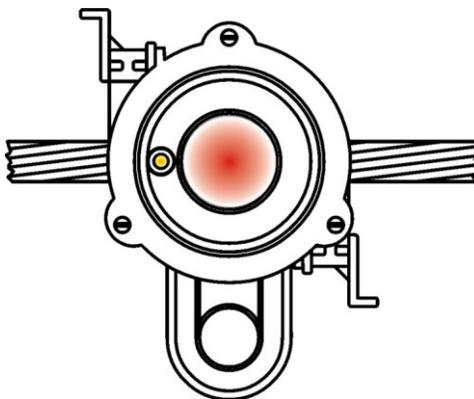
Figura 15. Indicador de Falla TST-OL en la Línea



Los indicadores TST-OL se activan al aparecer una falla, y lo hacen de diferentes formas dependiendo de las condiciones del sistema. A esta activación se le llama disparo y se fija mediante la programación previa del dispositivo.

**2.2.1 Indicación Luminosa.** Este dispositivo realiza la indicación de fallas permanentes mediante un LED color rojo de alta intensidad de 10 mm de diámetro, de encendido intermitente. Adicionalmente tiene incorporado un segundo LED de 5 mm de alta intensidad, color amarillo, para la indicación de fallas transitorias, como se ve en la Figura 16.

Figura 16. Indicación Luminosa



Si después de una falla y al momento de finalizar el tiempo de validación, el indicador detecta la presencia de tensión, interpretará esto como que ha ocurrido una falla transitoria e iniciará su indicación mediante este LED en forma intermitente, como se ilustra en la parte izquierda de la Figura 17. Por lo tanto el LED rojo en esta condición permanecerá apagado.

Figura 17. Indicación de Falla Transitoria y Permanente



Aún cuando el indicador se encuentre destellando por una falla transitoria, podrá detectar e indicar una falla permanente posterior. En estas condiciones se apagará el LED amarillo y se iniciará la indicación intermitente del LED rojo como se ve en el lado derecho de la Figura17.

Para la programación de este dispositivo es necesario tener claro el concepto de los Tipos de Disparos a los que responde el dispositivo.

**2.2.2 Tipos de Disparo.** Al aparecer una falla sobre una línea el dispositivo se dispara y comienza a indicar mediante un destello de luz el tipo de evento que se ha presentado. La función del indicador puede ser interrumpida mediante programación teniendo en cuenta los factores de trabajo de la red eléctrica. A esta suspensión se le llama reposición y puede ser por la detección de tensión nuevamente en la línea o por tiempo ajustable en horas.

Entre los distintos tipos de disparos se pueden enumerar:

- **Disparo Proporcional:** También conocido como disparo  $di / dt$ . Este se da por un incremento proporcional de la corriente, en relación al valor de la corriente antes de la falla.  
Se programa en el dispositivo, indicando un factor de disparo.

- **Disparo por Incremento Fijo:** También conocido como disparo por Escalón fijo. Disparo por un incremento fijo de corriente sobre el valor de la corriente en la línea anterior a la falla.
- **Disparo por Valor fijo:** Disparo por valor fijo de corriente (máximo de corriente).
- **Disparo por I absoluta:** Disparo por valor de corriente durante Tiempo Anti Rush.
- **Disparo por falla transitoria y permanente:** Este disparo permite indicar el tipo de falla al que debe responder el equipo.

**2.2.3 Características.** Este elemento presenta una serie de características singulares, entre las que se pueden mencionar:

- Gran robustez constructiva.
- Bajo impacto mecánico.
- Versátil para soluciones especiales.
- Bajo peso.
- Medición de corriente y detección de la tensión.
- Totalmente programables por PC.
- No requiere contacto galvánico.
- Aplicables en líneas de 5 a 69 KV.
- Modo de disparo seteable por valor fijo, por escalón o por derivada.
- Con doble indicación transitoria y permanente.
- Montaje en cable aislado o desnudo, autoretenido por brida de retracción.
- Ajustable a conductores con secc. de 5 a 35 mm.

### **2.3 LECTORA (Lectora TST-RP2)**

Es un dispositivo receptor portátil que facilita la lectura de la corriente y se utiliza para guardar la información de los eventos enviados vía radio desde los indicadores con módulo de transmisión para ser almacenados en su memoria. La Figura 18 es una imagen de la lectora TST- RP2 que tiene la capacidad de registro de información de hasta 256 equipos y cuenta con un puerto de comunicación serie a PC para descargar los datos recibidos.

Figura 18. Lectora de Mano



Por medio del Software TST-Events se pasan los datos desde la lectora a cualquier PC en formato texto. Esto facilita las tareas ya que se evita el retiro de los indicadores de la red y se pueden realizar estimaciones estadísticas de los procesos de mantenimiento.

A cada indicador se le debe asignar un número conocido como ID, lógicamente programable entre 0 y 255. Si dos equipos responden al mismo ID, la lectora los tomara como un solo dispositivo y guardará la información tomada mas recientemente, ya que si coincide en ID sobrescribe la base existente en memoria.

Los ID de estación permiten determinar qué equipo está sobre la principal y cual sobre la derivada y se ajustan luego usualmente uno para cada una de las fases, o sea R, S, T.

El receptor TST- RP 2, recibe la información de hasta 6 indicadores, mostrando la información recibida sobre un display retro-iluminado. Cada 5 minutos los indicadores montados sobre los conductores envían una señal de radio que contiene:

- El eventual estado de falla permanente o transitoria.
- Ubicación de la falla en la línea principal o derivada.
- El valor máximo de la corriente de la fase.
- Un contador de la cantidad de falla ocurridas, tanto transitorias como permanentes.

Para poder captar este mensaje el lector *TST-RP2* debe estar en las cercanías de la línea donde se instalan los indicadores *TST-OL*, de tal manera que pueda recibir dicha transmisión sin interferencias.

Para visualizar esta información la unidad dispone de un display y cuatro botones que se observan en la parte derecha de la Figura 19, estos botones son: encendido, apagado, medición de corriente y el de visualización de estados de falla.

Figura 19. Componentes de la Lectora



En modo normal la lectora muestra los estados de las corrientes en la línea principal y derivada y enciende el led verde de radio cada vez que actualiza un dato. Si entra en falla algún indicador el led verde destella cambiando su ciclo mucho mas rápidamente de forma de poder por medio del botón “Fallas” ver la identificación de la misma.

Asimismo, y en forma alternada aproximadamente cada 30 segundos el indicador montado en la línea transmite la siguiente información:

- El Número de Identificación del aparato
- Fase en la que se encuentra instalado: R, S o T
- Línea en la que se encuentra instalado: Principal o Derivada

Los valores mencionados anteriormente deben ser programados antes de instalar el indicador en la línea.

## 2.4 PROGRAMADOR

Tal como se ilustra en la Figura 20 el programador es un dispositivo consistente en una caja negra que dispone de un puerto serie para su conexión a PC y el otro para conectarse a los indicadores; su electrónica microprocesada con tecnología

de montaje superficial le permite realizar la configuración de múltiples parámetros al indicador.

Figura 20. Programador



Entre los parámetros que podemos ajustar con este programador, tenemos los siguientes:

- Tipo de Disparo
- Factor de Disparo
- Tiempo de Validación
- Tiempo de Protección
- Corriente Absoluta de Disparo
- Tipo de Reposición
- ID del Equipo
- Línea y Fase en la que esta instalado
- Tensión de Reposición
- Ciclos de Retardo
- Duración del Destello
- Tiempo entre Destellos
- Configuración de Puerto de Comunicación

## 2.5 SOFTWARE

Este sistema maneja dos tipos de software: el programa TST-CONFIG, por medio del software PSETUP, el cual trabaja en conjunto con el programador con el fin de ajustar o modificar los parámetros del indicador y el otro con la lectora de mano

para permitir la descarga de los eventos almacenados en los indicadores una vez el sistema se encuentra en funcionamiento.

Este software le proporciona las herramientas necesarias al usuario para tener una agradable interacción o comunicación con el sistema.

**2.5.1 Programación de Parámetros para Indicadores.** Los indicadores TST-OL son programados con una serie de parámetros convencionales o con los especificados por el usuario de acuerdo a sus condiciones de servicio. Sin embargo, sus parámetros básicos de funcionamiento pueden reconfigurarse o ajustarse como se menciono anteriormente.

Los parámetros que se puede programar son los que se observan en la Figura 21 y que se explican a continuación:

**2.5.1.1 Condiciones de disparo.** Las opciones en la definición de las condiciones de disparo, se observan en la Figura 21, las cuales una vez seleccionadas permite fijar el valor a considerarse en el momento de la señalización y son las siguientes:

- Disparo Proporcional: Programando un incremento múltiplo del valor nominal ( $kI_N$ ).

Ejemplo: Se fija una condición de falla de valor igual o superior a tres veces el valor de la corriente previa. Si la corriente en la línea es de 150 A, el indicador disparará ante un incremento de la misma a 450 A o superior.

- Disparo por Incremento Fijo: Programando un valor de incremento fijo en Amperios por sobre el valor inicial ( $k+I_N$ ).

Ejemplo: Se fija una condición de falla de 200 A sobre el valor de la corriente previa. Si la corriente en la línea es de 150 A, el indicador disparará ante un incremento de la misma a 350 A o superior.

- Disparo por Valor fijo: Programando un valor fijo de corriente. Al ser superado se produce el disparo ( $I>k$ ).

Ejemplo: Se fija una condición de falla de 500 A. El indicador disparará ante fallas de 500 A o mayores (+/- el error de medida 10 %)

Figura 21. Pantalla Principal del Psetup exe



**2.5.1.2 Tiempo de Validación.** Se le denomina así al periodo después de que el microprocesador del indicador detecta una condición de falla e inicia un tiempo de espera (programable de 2 a 120 segundos). Después de este intervalo, si se detecta una falta o caída de tensión en la línea, el indicador interpretará esta condición como falla permanente e iniciará su indicación mediante el destello intermitente de su LED rojo.

**2.5.1.3 Configuración de Reposición.** En este sector puede ser configurado el modo de reposición del indicador. Se puede seleccionar si la reposición se efectuará por el retorno de tensión a la línea o por el transcurso de un tiempo predefinido de horas o por ambas condiciones, cumpliendo el apagado con lo primero que ocurra.

Si se selecciona solamente la opción de reposición por tiempo, la indicación de la falla continuará hasta el transcurso del tiempo seleccionado, aún cuando la línea se encuentre nuevamente en servicio. Tanto la indicación de fallas transitorias como la de permanentes pueden ser configuradas en horas, cuando es seleccionada como activa la opción de indicación de Fallas Transitorias. Sin embargo, este tiempo es independiente del establecido para la indicación de las fallas permanentes.

La selección de ambas opciones de reposición interrumpirá la indicación cuando una cualquiera de ellas se cumpla.

**2.5.1.4 Configuración de Protección Anti – Rush.** Al producirse una caída breve de la tensión de la línea, tal como ocurre al producirse una falla y operar un reconectador, al retornar la tensión al sistema, el circuito del indicador inhibirá la acción de disparo durante un tiempo predeterminado. Transcurrido este tiempo, el indicador reinicia su funcionamiento normal.

Esta protección puede configurarse, aplicando una demora de tiempo, ajustando el Tiempo de Protección entre 2 y 120 segundos.

A los efectos de que el indicador TST-OL pueda actuar ante fallas existentes al momento del cierre de la línea, puede definirse un valor de corriente de disparo que de ser superado, producirá indicación automáticamente desatendiendo la inhibición de la protección anti-rush.

**2.5.1.5 Corriente de Disparo Absoluta.** En el mismo sector de Protección Contra Transitorios puede ser establecido el valor de esta Corriente Absoluta de Disparo. Este valor ajustado de corriente le informa al indicador que valor se considera como valor de falla al momento del cierre de la línea.

Si al momento del cierre la red estuviera en falla y alcanza el valor ajustado en este campo, sin importar la falta de tensión previa indicará la misma como falla facilitando la detección de corrientes de falla a tierra con valores del orden o inclusive menores que los que pueden circular con la red en servicio normal.

**2.5.1.6 Configuración de la Radio.** En este sector se determina una especificación para cada equipo, con un número de identificación, la ubicación ya sea sobre la principal o las derivaciones y se ajustan luego uno para cada una de las fases, o sea R, S, T.

Posteriormente ingresando en la opción Avanzados en la pantalla principal del software se despliega una segunda pantalla que se observa en la Figura 22.

**2.5.1.7 Tensión de Reposición.** Al producirse una apertura monofásica de una línea, la presencia de transformadores conectados en triángulo, pueden producir tensiones de retorno que podrían reponer la indicación de los indicadores ubicados en esa fase. Para evitar este fenómeno se puede configurar una tensión de reposición que supere esta condición.

Figura 22. Pantalla Avanzado del Psetup exe



**2.5.1.8 Configuración del Destello.** Esta ventana de avanzados nos permitirá también ajustar las características del destello, su duración y el tiempo entre los mismos.

**2.5.1.9 Retardo de disparo.** La opción ciclos de retardo en la ventana de avanzados, permite configurar en ciclos, el retardo de disparo  $dt$  en la condición de disparo por incremento. Lo ideal es trabajar con este valor en 4. También para facilitar las actualizaciones podemos seleccionar, en el sector de Configuración de Comunicaciones, el ajuste del puerto COM a usar.

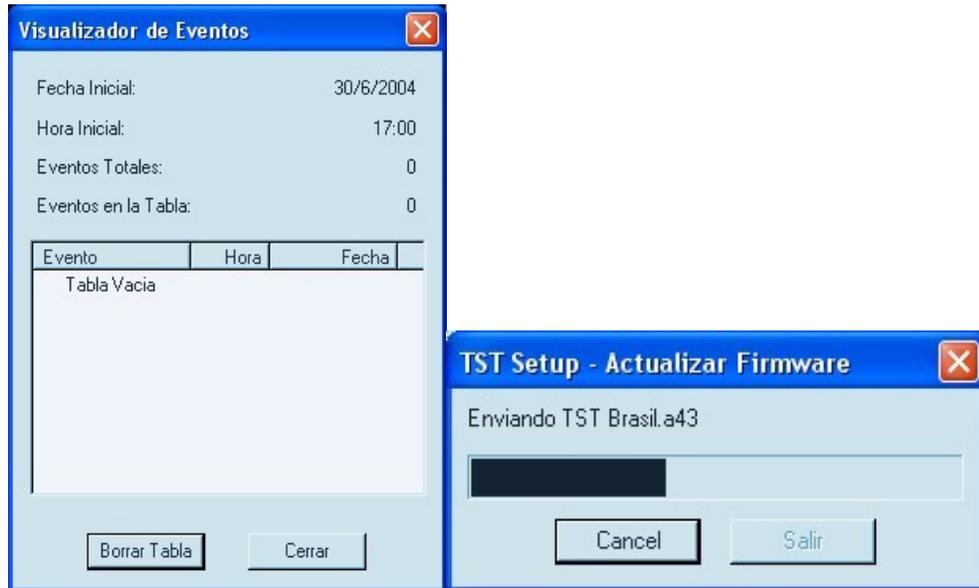
Adicionalmente el software de programación nos permite realizar las siguientes actividades o tareas y las ventanas que se despliegan para estas son las de la Figura 23:

Actualizaciones de Firmware:

Si por algún requerimiento puntual se tuviera que actualizar el firmware del indicador, dentro de la pantalla Avanzados encontramos el botón Actualizar Firmware para.

- Control de presencia de Tensión
- Control de inserción de Capacitores

Figura 23. Ventana de Eventos y Actualización de Firmware



- **Visualización de Eventos.** Al configurar los parámetros del indicador mediante el software TST-CONFIG, éste graba en el reloj interno del indicador la fecha y hora del PC. A partir de este momento el aparato guardará en su memoria el tiempo transcurrido desde esta fecha hasta cada evento de falla. La memoria almacenará el registro de ocurrencia de las últimas 10 fallas.

El contenido de la memoria se renueva en forma circular. Además de los eventos de fallas el indicador almacena en contadores, el número de fallas permanente y de transitorias. Si no se tiene disponibilidad de la lectora, el acceso a los eventos implica retirar los indicadores de la red y por medio del software de configuración se accede mediante el botón Leer eventos, ubicado en la pantalla principal del programa, es decir Figura 21.

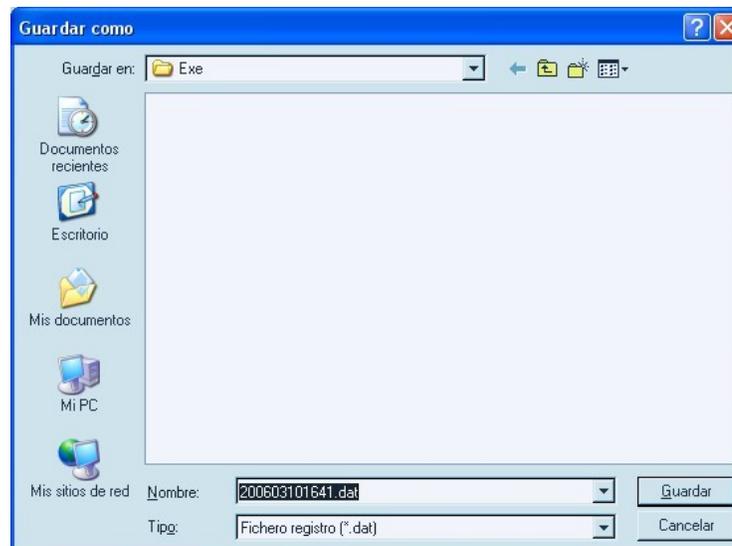
Así, se puede descargar la tabla de historia de fallas y sus respectivos contadores como en la Figura 24.

Figura 24. Pantalla de Visualización de Eventos



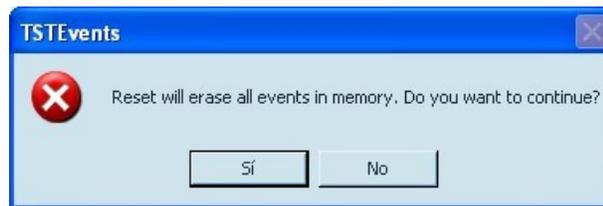
Una vez leído, los eventos son borrados del indicador, por lo cual el mismo software de PC permite realizar una copia a ellos a disco, como lo ilustra la Figura 25.

Figura 25. Pantalla de Copia de Eventos a Disco



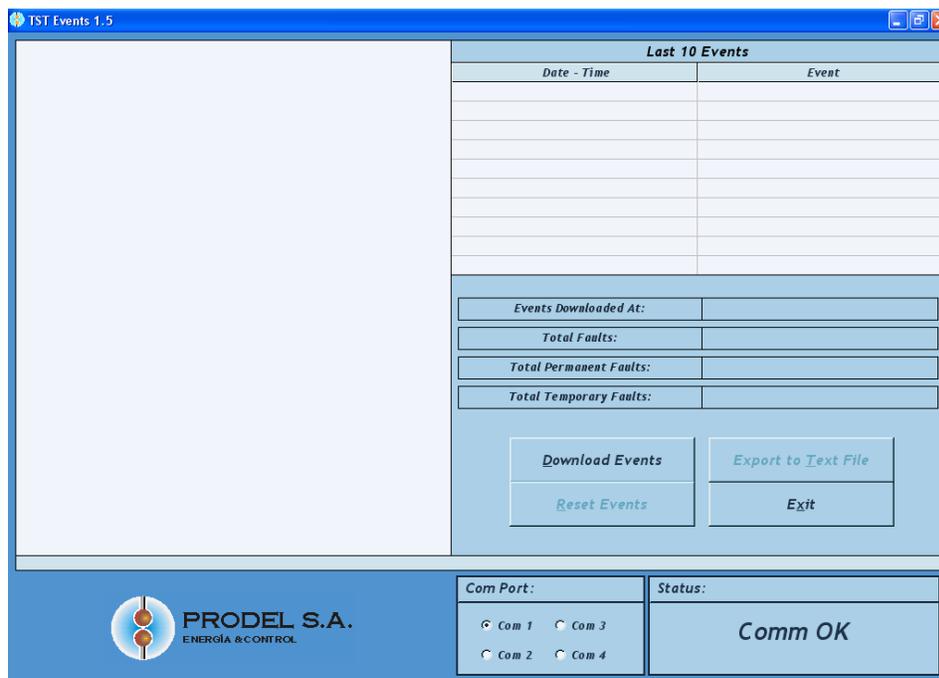
Mediante el botón Borrar Tabla se borrará el contenido y se actualizará la fecha de inicio de un nuevo registro.

Figura 26. Confirmación de Borrar Tabla de Eventos



**2.5.2 Descarga de Eventos Almacenados.** Después de un tiempo de estar instalados los indicadores y haberse presentado fallas en la red eléctrica, se procede a descargar dicha información almacenada en los indicadores a través de la utilización de la lectora de mano y del TEST para realizar la transferencia de datos indicador-lectora. Una vez se ha terminado dicha transferencia, se accede a la información guardada ahora en la lectora por medio del software TST Events, cuya ventana principal se ve en la Figura que esta a continuación.

Figura 27. Pantalla Principal TST Events



En esta ventana principal se pueden diferenciar en la parte inferior derecha 4 botones que están definidos, así:

Cargar eventos, exportar a archivo texto, borrar eventos y salida, adjuntamente un selector de puerto de comunicación y su estado.

Al presionar el botón cargar eventos, se despliega en la mitad izquierda un cuadro que indica los nodos de indicadores de los que se han obtenido eventos y al seleccionar un Id de un indicador en la mitad derecha, se visualizan los eventos registrados por el equipo mostrando tipo de evento, fecha y hora de ocurrencia del evento, fecha y hora de descarga de los eventos, total de eventos registrados y cuantos eventos fueron permanentes o transitorios. Todo esto se refleja en la Figura 28.

Figura 28. Pantalla Principal TST Events, Botón Cargar Eventos

Date - Time	Event
16/11/2009 11:15:00 a. m.	Permanent Fault
17/11/2009 08:57:00 a. m.	Permanent Fault
04/12/2009 09:51:00 a. m.	Permanent Fault

Events Downloaded At:	12/01/2010 03:07:00 p. m.
Total Faults:	3
Total Permanent Faults:	3
Total Temporary Faults:	0

Download Events      Export to Text File  
Reset Events      Exit

Com Port:      Status: Comm Ok  
Com 1      Com 3  
Com 2      Com 4

Extraordinariamente este software nos permite la exportación de la información visualizada anteriormente a archivo texto o formato TXT y posteriormente su eliminación de la memoria de la lectora. Estando diseñado este archivo para ser importado fácilmente desde Excel para realizar un posterior análisis.

### **3. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA INDICADOR DE FALLAS TST-OL**

Después de recopilar la información relacionada con el sistema indicador de falla TST-OL, se continúa con la siguiente fase de este proyecto que consiste en la implementación del sistema en las redes aéreas de la ciudad de Neiva.

En este capítulo se realizó inicialmente un análisis previo para definir que circuito de Media Tensión de la Red de Neiva sería el indicado para implementar la prueba piloto, que consiste principalmente en la programación de cada uno de los indicadores, la instalación de los mismos y las pruebas del sistema en general.

#### **3.1 ANALISIS PREVIO**

Para la instalación de los equipos se realizó un análisis de seis de los circuitos de Media Tensión con 13.8KV más relevantes que conforman la red eléctrica de la ciudad de Neiva y que son:

- Centro1
- Centro 2
- Centro 3
- Norte Planta Diesel
- Centro Planta Diesel
- Bote 2

Centro 1, Centro 2, Centro 3, se escogieron por ser circuitos que alimentan sitios de gran actividad comercial y con elevada afluencia de personas, tales como la zona bancaria, la alcaldía, la gobernación, entre otros, por lo que es vital que el servicio no sea interrumpido.

Norte Planta Diesel y Centro Planta Diesel se escogieron por ser circuitos que alimentan entidades que velan por el bienestar de la sociedad como son el hospital y el departamento de bomberos.

Bote 2 se incluyó en este estudio por ser el circuito más extenso, con grandes demandas de potencia y abundante vegetación que dificulta la localización del punto donde se origina una falla.

Con el fin de escoger el circuito adecuado para montar la prueba piloto de este sistema se empleó información suministrada por la compañía, en esta se analizan varios factores entre los cuales están la demanda máxima de potencia, cargabilidad, tiempo y número de aperturas no programadas; con esta información

fue posibles analizar el comportamiento de cada uno de los circuitos en los meses de Mayo, Junio y Julio de 2009.

En la siguiente tabla se observa que la demanda de potencia durante estos tres meses fue mayor en el circuito Centro 1, Centro2 y Bote 2 respectivamente.

Tabla 1. Demandas Máximas de los Circuitos de 13.8KV

<b>DEMANDAS MÁXIMAS DE LOS CIRCUITOS DE 13.8 KV</b>									
<b>MES</b>	<b>MAYO</b>			<b>JUNIO</b>			<b>JULIO</b>		
<b>CIRCUITOS</b>	<b>V kV</b>	<b>I A</b>	<b>P MW</b>	<b>V kV</b>	<b>I A</b>	<b>P MW</b>	<b>V kV</b>	<b>I A</b>	<b>P MW</b>
Bote 2	13,6	144	3,1	13,5	145	3,1	13,5	140	3,0
Norte Planta Diesel	13,0	101	2,0	13,3	105	2,2	13,3	99	2,0
Centro Planta Diesel	13,0	47	1,0	13,3	170	3,6	13,2	167	3,5
Centro 1	12,9	286	6,0	12,9	291	6,1	13,0	267	5,6
Centro 2	12,9	277	5,7	12,9	272	5,6	13,1	218	4,5
Centro 3	12,8	127	2,6	12,9	132	2,7	13,1	124	2,6

El circuito Bote 2 presenta la mayor cargabilidad durante todo el periodo analizado, entendiéndose por esta la relación entre la demanda máxima de corriente, con la corriente que maneja el conductor de ese circuito, ver Tabla 1.

En el mes de Julio la corriente de demanda máxima en el circuito Bote 2 fue 140A y la corriente que maneja el conductor de ese circuito es 150A, por lo tanto la cargabilidad equivale al 93%, tal como se observa en la tabla 2.

Tabla 2. Cargabilidad de Circuitos de 13.8KV

<b>CARGABILIDAD DE CIRCUITOS 13.8 KV</b>			
<b>CIRCUITOS</b>	<b>MAYO</b>	<b>JUNIO</b>	<b>JULIO</b>
Bote 2	95,30%	95,70%	93,70%
Norte Planta Diesel	50,50%	50,50%	49,40%
Centro Planta Diesel	22,50%	23,40%	83,60%
Centro 1	94,10%	95,20%	89,10%
Centro 2	93,20%	92,20%	72,80%
Centro 3	41,80%	42,30%	41,40%

En cuanto a la presencia de fallas, según la tabla 3 se encontró que el circuito Centro Planta Diesel es el que mayor tiempo estuvo fuera de servicio en el mes de Mayo mientras que se concluye que el circuito Bote 2 tuvo mayor cantidad de aperturas y con mayor duración en el mes de Junio y Julio.

Tabla 3. Estadísticas de Fallas y Aperturas de los Circuitos de 13.8KV

<b>ESTADISITICAS DE FALLAS Y APERTURAS DE LOS CIRCUITOS DE 13.8 KV</b>								
<b>MAYO</b>								
<b>CIRCUITOS</b>	Instantáneas		Transitorias		Temporales		Total	
	x = 1 min		2<x<5		x>6 min			
	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo
Bote 2	1	0,02	1	0,05	1	0,22	3	0,29
Norte Planta Diesel	0	0,00	1	0,03	3	1,43	4	1,46
Centro Planta Diesel	0	0,00	0	0,00	4	4,30	4	4,30
Centro 1	1	0,02	2	0,15	0	0,00	3	0,17
Centro 2	1	0,02	3	0,18	0	0,00	4	0,20
Centro 3	3	0,05	2	0,15	0	0,00	5	0,20

<b>JUNIO</b>								
<b>CIRCUITOS</b>	Instantáneas		Transitorias		Temporales		Total	
	x = 1 min		2<x<5		x>6 min			
	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo
Bote 2	4	0,02	4	0,22	5	3,13	13	3,37
Norte Planta Diesel	0	0,00	0	0,00	3	2,70	3	2,70
Centro Planta Diesel	2	0,03	0	0,00	5	3,22	7	3,25
Centro 1	1	0,02	0	0,00	3	1,47	4	1,48
Centro 2	0	0,00	0	0,00	4	1,87	4	1,87
Centro 3	3	0,05	3	0,17	3	1,47	9	1,69

<b>JULIO</b>								
<b>CIRCUITOS</b>	Instantáneas		Transitorias		Temporales		Total	
	x = 1 min		2<x<5		x>6 min			
	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo	No. Aper	Tiempo
Bote 2	2	0,02	5	0,25	7	7,38	14	7,65
Norte Planta Diesel	0	0,00	1	0,08	5	0,92	6	1,00
Centro Planta Diesel	0	0,00	4	0,23	6	1,00	10	1,23
Centro 1	3	0,05	2	0,07	8	1,62	13	1,74
Centro 2	1	0,02	1	0,03	5	0,95	7	1,00
Centro 3	2	0,03	0	0,00	5	0,95	7	0,98

Finalmente después de la realización de este estudio se encontró que el circuito Bote 2 perteneciente a la subestación Bote es el idóneo para probar el sistema, ya que este con mayor frecuencia queda fuera de servicio a causa de eventos no programados y presenta el mayor nivel de carga.

Se plantea entonces realizar el montaje y pruebas piloto del sistema en el circuito BOTE 2.

En el plano de la red eléctrica correspondiente al circuito Bote 2, se definió la distribución de los indicadores en dicha red, se determinaron seis puntos en los cuales se instalaría la terna de Indicadores.

Los puntos definidos se establecen en el plano mediante puntos azules. Ver la Figura 29.

En cada punto azul de la Figura 29, se instalaron 3 indicadores; a cada terna se le dará el nombre compuesto de 3 elementos, por ejemplo:

- Módulo 1 (100) – M004424

Módulo 1: será el nombre de la terna para identificarla en el circuito.

(100): es el número identificador de la terna en los reportes, por lo que ha sido previamente programado.

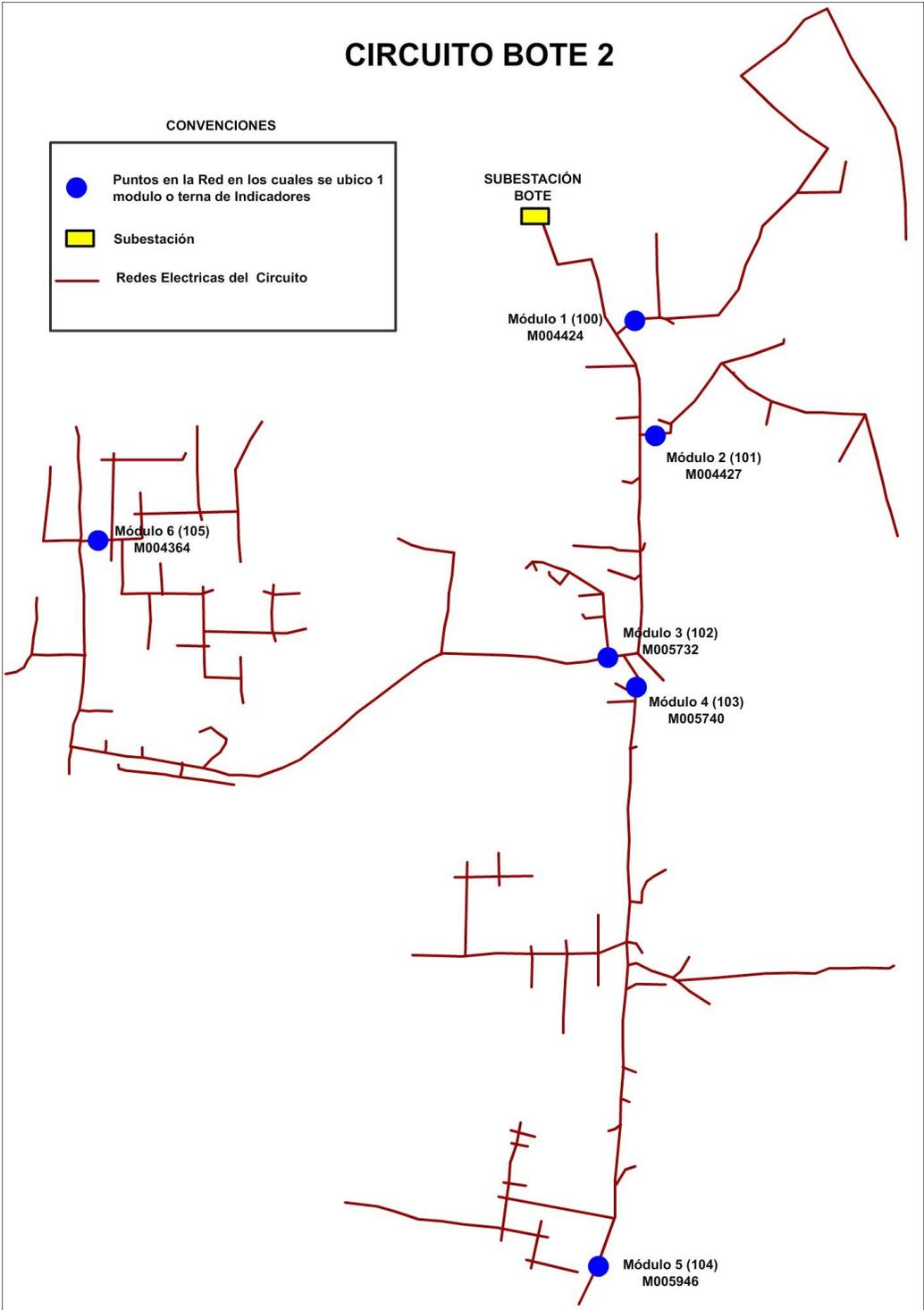
M004424: este código le permite a la compañía relacionar sus equipos en inventario.

La siguiente relación corresponde a los módulos instalados en el circuito Bote 2 y relacionados en el plano.

- Módulo 1 (100) – M004424
- Módulo 2 (101) – M004427
- Módulo 3 (102) – M005732
- Módulo 4 (103) – M005740
- Módulo 5 (104) – M005946
- Módulo 6 (105) – M004364

La ubicación geográfica del circuito Bote 2 esta comprendida desde la subestación Bote (ubicada en la salida de Neiva vía al municipio de Palermo) hasta la salida vía Bogotá cerca al Barrio villa Constanza, cruza el rio Magdalena y abarca parte del barrio Santa Inés.

Figura 29. Plano del Circuito Bote 2



## **3.2 ETAPA DE INSTALACION**

En esta etapa se realizo un análisis del comportamiento eléctrico del circuito Bote 2, se verifico el nivel de tensión y corriente tanto en la línea principal como en cada una de las derivaciones. Se identificaron los elementos de protección empleados en todo el recorrido del circuito con sus respectivas denominaciones y especificaciones técnicas, así como el tipo de usuarios y sus requerimientos de potencia.

Paralelamente se reviso el reporte diario de fallas que maneja la empresa para conocer la frecuencia con la cual se presentan eventualidades y lograr analizar el tipo de fallas, rango de corrientes de fallas y posibles causas. Adicionalmente se investigo sobre las operaciones realizadas por personal operativo desde la subestación Bote con el fin de restaurar el servicio del circuito cuando se ha detectado la existencia de una falla.

Teniendo claras las condiciones de operación de la red eléctrica del circuito Bote 2, los equipos se programaron de la siguiente manera:

### **3.2.1 Programación de Indicadores**

#### **Configuración TST-OL**

Configuración de Disparo: Incremento Fijo  
Factor de Disparo: 250A  
Tiempo de Validación: 10 segundos

Configuración de Protección Anti-Rush.  
Tiempo de Protección: 10 segundos  
Corriente Absoluta de Disparo: 1500A

Configuración de Reposición: Por Tiempo de 2 horas

Configuración de la Radio.  
ID Equipo: 100-101-102-103-104-105  
Línea: Principal o Derivada  
Fase: R, S, T

#### **Configuración TST-OL avanzado**

Configuración de Medida.  
Tensión de Reposición: 25KV  
Ciclos Retardo: 3

Configuración de Destellos.

Duración del Destello: 100 msegundos

Tiempo entre Destellos: 6 segundos

Configuración de Comunicaciones.

Puerto Com: COM-1

Los datos proporcionados anteriormente se seleccionaron por diversas razones entre las que se pueden mencionar:

- Se escogió disparo por incremento fijo ya que este tipo de disparo es conveniente para redes industriales. El factor de disparo equivale a 1.7 veces la corriente que maneja el conductor de este circuito, que es 150A correspondiente al cable de cobre 1/0. Con esto se fija una condición de falla de 250 A sobre el valor de la corriente previa. El tiempo de validación de 10 segundos es suficiente para que si la falla es transitoria se detecte la presencia de tensión de nuevo en la línea, de lo contrario se inicie la indicación de falla permanente.

- Los valores seleccionados en la Configuración de Protección Anti-Rush se seleccionaron por la siguiente relación:

$I_{abs} = 2.5 * I_n(\text{interruptor de la subestación})$ ; donde la corriente del interruptor de la subestación Bote es de 600A.

El tiempo de protección es de 10 segundos porque es el suficiente para que se ejecuten operaciones desde la subestación para normalizar el servicio una vez se ha detectado una falla.

- El tipo de reposición fue seleccionado por tiempo porque en una red que se hace más de un intento por normalizar el servicio desde la subestación en este caso, no se debe seleccionar reposición por tensión ya que al retornar la tensión a la línea, el indicador se apagaría y no se podría realizar el trazado para ubicar la falla. El rango de dos horas es el adecuado para revisar en su totalidad el circuito porque es un poco extenso y no más de este rango para no desaprovechar las horas de vida útil de la batería.
- La numeración empleada para los ID de los indicadores se programo como 100, 101, 102, 103, 104 y 105 para los seis módulos instalados, es decir, que tres indicadores tienen el mismo ID, diferenciándose por su ubicación en principal o derivada y fase correspondiente, esto teniendo en cuenta que se pretende adquirir más módulos de este sistema y como la programación de ID es con tres dígitos, no agotarlos innecesariamente.

- Finalmente, la tensión de reposición equivale aproximadamente al 25% de la tensión nominal, es decir, la de la red de Media Tensión y se toma el número entero más cercano.

En el plano de la Figura 29 están identificados los seis puntos de ubicación de los módulos, el nivel de corriente que se maneja en cada uno de estos tramos de red, se puede definir por la siguiente relación:

$I = P/V$ ; teniendo en cuenta que P se refiere a la suma de la capacidad máxima de todos los transformadores localizados en dicho tramo.

Por ejemplo en el tramo donde está ubicado el módulo 1 están instalados los transformadores descritos en la tabla 4:

Tabla 4. Transformadores Instalados en Derivación Uno

CODIGO	DESCRIPCION	DIRECCION	CAPACIDAD(KVA)
T00002	1	MOTEL FLAMINGO KM 1	112.5
T00003	1	MOTEL LA POSADA	225
T00004	1	ENTRADA LOS LAGOS	45
T00005	1	CTRO LOS LAGOS	30
T00006	1	CTRO LOS LAGOS	150
T00007	1	CTRO LOS LAGOS	75
T00008	1	VEREDA CUISINDE	30
T00009	1	VEREDA CUISINDE	45
T00010	1	VEREDA CUISINDE	30
T00011	1	VEREDA CUISINDE	30

Con la información anterior  $I = 660\text{KVA}/13.8\text{KV} = 47\text{A}$

La corriente que se obtiene equivale al máximo que se manejaría en dicho tramo, pero la corriente aproximada de trabajo es el 70%, lo que equivale alrededor de 30A.

### 3.2.2 Montaje de Indicadores

Teniendo todos los parámetros de los indicadores definidos y programados se procede a realizar su instalación, sin embargo, antes del montaje sobre la línea se debe verificar el correcto funcionamiento del indicador TST-OL, para lo cual se deben seguir los siguientes pasos:

- Ingresar al botón Leer Setup ubicado en la pantalla principal del software TST-CONFIG para confirmar que los parámetros configurados han sido adoptados por el indicador.
- Verificar la correcta posición del O'Ring. de sello y luego ajustar cuidadosamente los tornillos hasta unir firmemente ambas partes del aparato, que fue desarmado para ser reprogramado.
- Ejecutar la función TEST (Modo de Reposición Manual), la cual consiste en verificar el funcionamiento del indicador mediante la aproximación de un imán, durante unos segundos, al punto indicado con la etiqueta TEST en el cuerpo del indicador. El indicador iniciará por ello, un programa de prueba encendiendo en forma intermitente los dos LED durante 1 minuto. El mismo procedimiento se deberá utilizar para interrumpir manualmente la señalización de un indicador que se encuentre indicando una falla permanente o transitoria, o para detener el test manual.

Cuando ya se han realizado las instrucciones anteriores, el equipo está en condiciones para ser instalado. Para su montaje en la línea de conducción se debe contar solo con una pértiga de gancho retráctil y tomarlo por medio del ojal de montaje de que dispone.

Para realizar el montaje, cada una de las dos mordazas posee un brazo de palanca que facilita su apertura. Una vez abiertas, estas mismas palancas quedan ubicadas de manera tal que al presionarlas contra el conductor, se liberan cerrándose sobre si mismas. Dada la fuerza de los resortes y a fin de evitar daños en las manos, se recomienda realizar la apertura de las mordazas luego de montar el indicador en la pértiga.

Las figuras que se muestran en adelante ilustran el proceso de instalación de los indicadores y muestran una vista de la forma como quedan instalados en la red.

La Figura 30 muestra el indicador enganchado de la pértiga, listo para ser ubicado en una de las líneas.

Figura 30. Pértiga con Indicador



En la Figura 31 se muestra la imagen del indicador ya enganchado de la línea y pendiente por ser soltado de la pértiga.

Figura 31. Indicador enganchado en la línea



En las Figuras 32, 33 y 34 se muestra una vista de las ternas ya instaladas en las tres fases de la línea de Media Tensión.

Figura 32. Instalación de Módulo 1



Figura 33. Instalación de Módulo 4



Figura 34. Instalación de Módulo 6



## 4. ANALISIS DE RESULTADOS

Se realizaron diversas pruebas tanto en la etapa de configuración como de montaje de los equipos, con el fin de verificar el correcto funcionamiento del sistema indicador de falla TST-OL, inicialmente se plantearon diferentes datos de programación para asignarle a cada módulo, sin embargo con el transcurso del desarrollo del proyecto se realizaron modificaciones para cada una de las etapas del sistema, las cuales se plasman a continuación.

### 4.1 ANALISIS EN LA ETAPA DE CONFIGURACION

El software de programación de los indicadores le permite al usuario de manera sencilla ajustar un conjunto de parámetros que definen el comportamiento del sistema indicador de fallas en la red de Media Tensión del circuito Bote 2, por esta razón inicialmente cada terna de indicadores fue programada con disparo proporcional con un factor de 3, es decir que cada vez que el nivel de la corriente en cada uno de los puntos superara el valor establecido en la columna 3 de la tabla 5, el sistema iniciaría su detección.

Es de aclarar que según se observa en el plano de la figura 29 la corriente circulante en los puntos donde están instalados los módulos es aproximadamente la definida en la columna 2 de la siguiente tabla. Estos valores de las corrientes se obtienen tal como se ilustra mediante el uso de la tabla 4 para el módulo 1.

Tabla 5. Corriente Nominal en los Módulos

MÓDULO	Inominal(A)	Idisparo(A)
100	30	90
101	20	60
102	100	300
103	80	240
104	30	90
105	50	150

Mediante las primeras pruebas realizadas al sistema, después de ser instalado, fue posible detectar que el tipo de disparo definido para la programación de forma inicial, fue equivocado puesto que el sistema tenía mucha sensibilidad y se

disparaba frecuentemente por el aumento de corrientes en la red, aumento que es normal, debido a que el sector de distribución del circuito Bote 2 es un sector de clientes industriales que trabajan con maquinaria y esta al ser encendida genera gran consumo de potencia.

Se decidió entonces seleccionar el disparo por valor fijo, donde cada módulo tenía un factor de potencia o nivel de activación distinto, distribuido de la siguiente forma:

- Módulo 1 – 180A
- Módulo 2 – 120A
- Módulo 3 – 600A
- Módulo 4 – 480A
- Módulo 5 – 180A
- Módulo 6 – 300A

Estos niveles de corrientes se tomaron dando un mayor rango para el funcionamiento de la red por lo que se tomo de factor de disparo seis veces el valor de la corriente circulante en cada punto.

Esta elección fue más acertada pero no la correcta porque aunque los equipos si estaban registrando las fallas presentadas, no se estaban encendiendo los led, es decir, el sistema no señalizaba.

En cuanto al tipo de reposición, se tomo inicialmente reposición por tensión y por horas y adicional se activo la opción de indicación de fallas transitorias.

Después de las respectivas pruebas de rutina del sistema, se encontró que en la subestación Bote se hacen varios intentos por normalizar el servicio cuando se detecta una falla y estos intentos superan el tiempo de validación, que es el otorgado para que la falla se solucione sin iniciar el proceso de indicación de falla permanente.

Si la falla era permanente empezaba la indicación, sin embargo si retornaba la tensión a la línea como resultado de uno de las operaciones hechas desde la subestación, el indicador se apagaba y no se alcanzaba a localizar el punto donde se había originado la eventualidad.

Por todo lo anterior se determinó que la reposición indicada era solo por horas y se desactivó la indicación de falla transitoria ya que estas no son la prioridad y con esto se economizan horas de funcionamiento de la batería del dispositivo.

## **4.2 ANÁLISIS EN LA ETAPA DE INSTALACIÓN**

En esta etapa de instalación de los dispositivos en la red se presentaron varios inconvenientes, entre los cuales se pueden mencionar:

- La instalación de algunos indicadores en la fase incorrecta; como se menciona en la anterior etapa a cada dispositivo se le definió un nombre y su fase correspondiente, sin embargo el circuito Bote 2, no tiene la misma distribución en las fases durante todo su recorrido, es decir que hay tramos donde existen bucles, que invierten el sentido de las fases.  
Para efectos de solucionar los inconvenientes ya presentados se realizó un análisis detallado de toda la red de distribución de dicho circuito con el fin de identificar claramente los puntos y el orden de ubicación de los indicadores.
- Se presentó dificultad con la instalación de los indicadores en la red ya que en algunos de los puntos de instalación seleccionados la red es bastante alta y la pértiga aunque tenía la longitud requerida en la parte superior era muy débil lo que ocasionaba que este proceso fuera un tanto complicado. Así mismo cuando se requería desinstalar los equipos en la primera etapa de este proyecto para reprogramarlos, este retiro de la red era muy delicado porque requiere destreza de la persona que hace el retiro de los indicadores. Por lo anterior se tomó la decisión de adquirir una herramienta que permitiera realizar la instalación y desinstalación de los equipos de una manera más segura.

## **4.3 ANALISIS EN LA ETAPA DE PRUEBA**

En esta etapa se desarrolló el proceso de prueba del sistema, inicialmente se tomaron datos con la lectora de mano cada dos semanas, las primeras veces no se habían registrado eventos, lo cual no correspondía con el reporte diario de falla que maneja la compañía, por lo que se encontró que el sistema no estaba programado correctamente y que era necesario realizar cambios estratégicos explicados con anterioridad en el literal 4.1 y 4.2.

Una vez se solucionaron estos inconvenientes, se siguieron descargando estos datos en archivo texto tal como se muestra a continuación:

"Last 10 Events on TST # 008 - Phase B - Tap Line"

"TST #" "Line" "Date - Time" "Event"

"008" "Phase B - Tap Line " "8/17/2009 4:44:00 AM" "Temporary Fault"  
"008" "Phase B - Tap Line " "8/17/2009 8:37:00 AM" "Permanent Fault"  
"008" "Phase B - Tap Line " "8/23/2009 5:52:00 PM" "Temporary Fault"  
"008" "Phase B - Tap Line " "8/24/2009 5:36:00 PM" "Temporary Fault"  
"008" "Phase B - Tap Line " "8/25/2009 12:55:00 PM" "Permanent Fault"

"Last 10 Events on TST # 010 - Phase A - Main Line"

"TST #" "Line" "Date - Time" "Event"

"010" "Phase A - Main Line" "8/23/2009 7:47:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/23/2009 7:51:00 PM" "Permanent Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/24/2009 2:21:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/24/2009 3:07:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/24/2009 3:09:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/24/2009 3:23:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/24/2009 7:31:00 PM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "8/26/2009 7:11:00 AM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "9/5/2009 12:20:00 AM" "Temporary Fault"  
"010" "Phase A - Main Line" "9/8/2009 12:38:00 AM" "Temporary Fault"

"Last 10 Events on TST # 011 - Phase B - Main Line"

"TST #" "Line" "Date - Time" "Event"

"011" "Phase B - Main Line" "8/24/2009 7:30:00 PM" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/24/2009 7:35:00 PM" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/24/2009 7:37:00 PM" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/24/2009 7:51:00 PM" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/24/2009 8:07:00 PM" "Permanent Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/26/2009 7:08:00 AM" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/29/2009 1:48:00 PM" "Permanent Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "8/30/2009 10:40:00 A" "Temporary Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "9/3/2009 3:10:00 PM " "Permanent Fault"  
"011" "Phase B - Main Line" "9/8/2009 12:38:00 AM" "Temporary Fault"

En los archivos anteriores se puede observar los datos de los indicadores 8 Fase B, 10 Fase A y 11 Fase B respectivamente.

Los números 8, 10 y 11 corresponden a los nombres otorgados inicialmente a los indicadores.

Pero al comparar estos datos con el reporte diario aunque los días correspondían tal como se puede observar el día Agosto 25 en el tercer informe existió una falla en la fase B en el Bote 2 sin embargo la hora no corresponde. De igual forma con el día 29 de Agosto, lo anterior permitió llegar a la conclusión que la lectora presento novedad con la configuración de hora puesto que estos datos estaban desfasados en una hora.

#### **AGOSTO 25**

07:14h. Norte 13 informa que ingresa a realizar labores de línea viva, sobre el circuito 34.5 kV Neiva 1; entre el cruce de Rivera y el Río Magdalena. 15:48h. Informa Norte 13, que termina labores sobre el circuito 34.5 kV Neiva 1.
---

11:44h. Norte 9 informa que ingresa a realizar labores de línea viva, sobre la línea 34.5 kV Bote - Planta Diesel. 14:02h. Norte 9 termina labores.
---

11:55h. Disparo y cierre al minuto del circuito 13.8 kV Bote 2, señala relé 50N; corrientes de falla: IA = 111 A, IB = 1389 A, IC = 103 A, IN = 1318 A.
---

#### **AGOSTO 29**

07:00h. Norte 13 informa que ingresa a realizar labores de línea viva, sobre el circuito 34.5 kV Neiva 1, entre Papagayo y El Bote. 15:48h. Informa Norte 13 terminan labores, sobre el circuito 34.5 kV Neiva 1.
---

12:48h. Disparo y cierre al minuto del circuito 13.8 kV Bote 2, señalizan relés 50N-51N; corrientes de falla: IA = 108 A, IB = 1379 A, IC = 97A, IN = 1309 A.
---

Una vez solucionados estos problemas y de cambiar los nombres a los indicadores se realizaron mas toma de datos que permitieran verificar el comportamiento de cada una de los equipos.

El indicador 104 el día 25 de octubre registró una falla en la fase A, tal como se observa en la información descargada de la lectora y la cual coincide con el reporte de fallas de la empresa.

"Last 10 Events on TST # 104 - Phase A - Main Line"

"TST #" "Line" "Date - Time" "Event"

"104" "Phase A - Main Line" "25/10/2009 03:29:00 " "Permanent Fault"

## OCTUBRE 25

03:29h. Apertura del circuito 13.8 kV Bote 2, con corte visible; autorizado por el Ing. Norte 1; para que Norte 8 arregle un bucle abierto al cortacircuito en media tensión, en la estructura M005740; en los controles de lo Rural. 21:50h. Se cierra normal el circuito 13.8 kV Bote 2; queda con las fases compensadas.

15:00h. Reporta Norte 9 que ingresa a laborar en línea viva, sobre el circuito 34.5 kV Bote - Planta Diesel. 16:15h. Reporta Norte 9, termina labores sobre el circuito 34.5 kV Bote - Planta Diesel.

De igual manera se registro falla el día 17 de Noviembre en la fase C del indicador 101 a las 8:57, que coincide con el registro de la compañía en el que se pude ver que la corriente en la fase C siempre es mayor que la de las otras dos fases, lo que permite comprobar que esa es la fase de falla.

"Last 10 Events on TST # 101 - Phase C - Tap Line"

"TST #" "Line" "Date - Time" "Event"

"101" "Phase C - Tap Line " "16/11/2009 11:15:00 " "Permanent Fault"

"101" "Phase C - Tap Line " "17/11/2009 08:57:00 " "Permanent Fault"

"101" "Phase C - Tap Line " "04/12/2009 09:51:00 " "Permanent Fault"

## NOVIEMBRE 17

07:13h. Disparo y cierre al minuto del circuito 13.8 kV Bote 1, señaliza relé 50N; corrientes de falla: IA = 109 A, IB = 2115 A, IC = 123 A, IN = 2052 A.

08:57h. Disparo del circuito 13.8 kV Bote 2, señaliza relé 50N; corrientes de falla: IA = 120 A, IB = 117 A, IC = 591 A, IN = 480 A. 14:15h. Se realiza ensayo de cierre al circuito 13.8 kV Bote 2 y resulta fallido, señaliza relé 50; corrientes de falla: IA = 208 A, IB = 207 A, IC = 299 A, IN = 0 A; se reporta la novedad al Ing. Norte 2 y solicita esperar mientras pasan los fuertes vientos. 14:21h. Coordinado con el Ing. Norte 2, cierra el circuito 13.8 kV Bote 2.

17:07h. Disparo y cierre al minuto del circuito 13.8 kV Industrial, señaliza relé 51N; corrientes de falla: IA = 27 A, IB = 21 A, IC = 595 A, IN = 589 A. Se presentaban fuertes vientos en la zona.

## 5. CONCLUSIONES

- Con la realización de este proyecto se logro demostrar que la rápida detección del punto de generación de las fallas es un punto clave en las empresas distribuidoras de energía, ya que proporciona a los usuarios calidad en el servicio. Específicamente con esta aplicación se logra no solo que los clientes tengan un servicio con calidad sino que sus elementos estén menos expuestos a contingencias.
- Este proyecto es el primero que se desarrolla en el campo de mejoramiento del servicio de distribución de energía eléctrica en la redes de Media tensión de la ciudad de Neiva y marca un modelo para continuar con este tipo de estudios e implementación de sistemas, con el fin de guiar al personal técnico en el inicio de sus labores y pasos a seguir cuando se presenta una eventualidad, todo esto enfocado al mejoramiento del servicio.
- Las diversas opciones de programación se sometieron a diferentes pruebas de trabajo, a través de las cuales fue posible reconocer una serie de errores y consideraciones que se debían tomar en cuenta para que el funcionamiento de los diferentes equipos que conforman el sistema fuera el correcto.
- Se realizaron pruebas en campo con el fin de identificar la topología de la red eléctrica en la que se instaló el sistema, por lo que se demuestra que una de las etapas de mayor importancia consiste en identificar el comportamiento eléctrico de cada uno de los circuitos en los que se pretenda implementar este sistema indicador de fallas.
- Al realizar la implementación de este sistema se identificaron grandes beneficios para la compañía, tales como un manejo y utilización más eficiente de los recursos tanto humanos como físicos destinados para la solución de fallas detectadas en la red.

## 6. RECOMENDACIONES

- El sistema indicador de fallas TST-OL presenta diversidad de propiedades entre las que se puede mencionar la capacidad de los indicadores de transmitir a 100 o 150 metros de distancia, por lo que se recomienda para futuras mejoras del sistema de distribución de Media Tensión de energía eléctrica el aprovechamiento de dicha propiedad para agrupar a través de un concentrador de poste la información de varios indicadores y el posterior envío de la misma ya sea por fibra óptica, enlace de radio u otro mecanismo al empleado de la compañía encargado del manejo de las fallas en la red.
- Para adelantar este tipo de proyectos es recomendable mantener un contacto continuo con las actividades, las operaciones y los procedimientos llevados a cabo en las labores diarias, así como con las personas que trabajan en el mismo, esto con la finalidad de garantizar un correcto entendimiento de los procesos tanto en la etapa de programación, instalación y lectura de datos.
- Es conveniente realizar anualmente un disparo de la función TEST sobre el indicador montado en la línea energizada, con el fin de verificar el correcto funcionamiento del conjunto. Si todas las funciones del indicador se ejecutan correctamente, a los 60 segundos la indicación intermitente se apagará en forma automática. Si se desea interrumpir esta prueba, solo será necesario acercarse nuevamente al imán en el mismo sector.
- Si los equipos son programados y no se instalan inmediatamente, se aconseja desconectar la batería para preservar su tiempo útil de trabajo, durante su almacenamiento

## FUENTES DE CONSULTA

### BIBLIOGRAFIA

- Ministerio de Minas y Energía, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Edición Actualizada Agosto de 2008. CIDET. Pág.1 -164.
- PRODEL S.A Energía y Control, Manual de TST Events 1.5, 2007. Pág.1 - 20.
- PRODEL S.A Energía y Control, Manual Operativo Línea TST – RP, 2007. Pág.1 -40.
- PRODEL S.A Energía y Control, Manual Operativo TST - OL, 2007. Pág.1 - 50.

### MEDIOS TELEINFORMATICOS

- [www.electrohuila.com.co](http://www.electrohuila.com.co)
- [http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema\\_de\\_suministro\\_el%C3%A9ctrico](http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico)
- [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria\\_electrica\\_y\\_electronica/sistema\\_distribucionenergiaelectrica/](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistema_distribucionenergiaelectrica/)
- <http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1128>

### RECURSOS HUMANOS

- Adrian Puga. Ingeniero Electricista. Gerente Comercial de PRODEL S.A. Argentina