



Universidad Nacional Experimental del Táchira
Vicerrectorado Académico
Decanato de Docencia
Departamento de Ingeniería Electrónica
Trabajo de Aplicación Profesional
Pasantías Profesionales

**Propuesta para la Automatización de la Subestación de Distribución Eléctrica El
Piñal, Estado Táchira.**

Lapso de pasantías: 06/03/17 a 23/06/17.

Autor: Hernández Calderón, Andrea Mayerlyn
Cédula de Identidad: V- 19.540.211
Correo Electrónico: andrea12@gmail.com
Teléfono: 0414-7584660
Tutor: Quintero Chona, Favela Natalie
Correo Electrónico: fquinter@unet.edu.ve

San Cristóbal, Septiembre 2017.



Una vez revisado, se da el visto bueno al presente trabajo realizado por la

Br. Andrea Mayerlyn Hernández Calderón.

p. Niel



MsC. NELSON GONZÁLEZ
COORD. EST. AUTOMATIZACIÓN TÁCHIRA
ATIT REGIÓN LOS ANDES
TUTOR EXTERNO

San Cristóbal, Septiembre 2017.

REPUBLICA BOLIVARIANA
DE VENEZUELA



UNIVERSIDAD NACIONAL
EXPERIMENTAL DEL TÁCHIRA

DIE.TAP/583


ACTA TRABAJO DE APLICACIÓN PROFESIONAL

Quienes suscriben, miembros del Jurado Evaluador del Trabajo de Aplicación Profesional, designados por el Consejo de Departamento de la Carrera de Ingeniería Electrónica, ciudadanos:

FAVELA QUINTERO	C.I. V-11.508.710	TUTOR ACADÉMICO
HERMES HERNANDEZ	C.I. V-10.715.948	JURADO PRINCIPAL
PABLO CASTRO	C.I. V-16.612.410	JURADO PRINCIPAL


Reunidos en la sede de la Universidad Nacional Experimental del Táchira, ubicada en la ciudad de San Cristóbal, estado Táchira, siendo la hora y fecha acordada para la Defensa del Trabajo de Aplicación Profesional, modalidad Pasantía Profesional, Titulado: "Propuesta para la automatización de la Subestación Eléctrica El Piñal, Estado Táchira", presentado por el(la) Bachiller **ANDREA MAYERLYN HERNÁNDEZ CALDERÓN**, C.I V-19.540.211, para optar al Título de **INGENIERO ELECTRÓNICO**, luego de consolidar las evaluaciones de acuerdo con lo establecido en las Normas para el Trabajo de Aplicación Profesional, declaran que la nota definitiva obtenida es de 7.00 (7) puntos en la escala de 1 a 9 y por lo tanto dan por **APROBADA** dicha Pasantía Profesional.

En constancia se firma la Presente Acta, el día 28 del mes de septiembre del 2017.


Ing. Hermes Hernández
(1) Jurado Principal
C. I. V-10.715.948


Ing. Favela Quintero
Presidente del Jurado
C.I. V-11.508.710




Ing. Pablo Castro
(2) Jurado Principal
C. I. V-16.612.410

Edificio Administrativo: Avda. Universidad - Paramillo, Teléfono: 530422. Apartado: 436 - San Cristóbal, Táchira
Oficina de Enlace: Parque Central Edificio Catuche. Nivel de Oficinas 1 - Oficinas 111 - 112
Teléfono: 577-12-16 - Fax: 577-00-80 Caracas - Distrito Federal, Venezuela

San Cristóbal, 13/09/2017

Dirección
Biblioteca Central UNET
Su Despacho.

El suscrito, Br Hernández Calderón Andrea Mayerlyn, titular de la C.I.N° V- 19.540.211 domiciliado en Santa Ana, Municipio Córdoba, Urbanización Campin II, Calle Principal, Sector 4, Casa S/N. Con el fin de optar al título de Ingeniero Electrónico he presentado a la Biblioteca de la Universidad Nacional Experimental del Táchira el Trabajo de Aplicación Profesional Titulado: Propuesta para la Automatización de la Subestación de Distribución Eléctrica El Piñal, Estado Táchira Por medio del presente no autorizo a la Biblioteca UNET para publicar en forma electrónica el texto completo del trabajo.

Esta declaración no implica renunciar a la facultad que tengo de publicar total o parcialmente la obra en otras instancias.

La UNET no será responsable de ninguna reclamación que pudiere surgir de terceros que invoquen autoría de la obra que presento (en formato impreso).

La publicación electrónica será:

No autorizada

Atentamente;

Andrea Hernández
C.I.: 19.540.211

VBo.:

Nelson
MsC. Nelson González
(Sello)



Observaciones: Autorizo la publicación electrónica de: Resumen,
Capítulo I, Capítulo II y Capítulo III.

Agradecimientos

A Dios Todopoderoso,
por guiar mis pasos a lo largo de esta carrera
y llenar mi corazón de fuerza y esperanza
para no desfallecer ante las adversidades.

A mis Padres, Miguel y Edy,
que con mucho esfuerzo y sacrificios
me apoyaron sin importar las circunstancias,
son el mejor ejemplo de valor, humildad,
honestidad y dedicación que Dios
y la vida pudieron regalarme.

A mis Hermanos, que con su amor incondicional
me enseñaron que sea cual sea el escenario,
juntos podemos superar cualquier situación.

A Ernesto, por caminar a mi lado estos seis años,
ser mi pilar en los momentos difíciles
y reír conmigo en los momentos felices,
por ser mi compañero más allá de la universidad
y traer a mi vida ese pedacito de luz que faltaba.

A mis Hermanas de vida, Gabriela y Pierina,
por esa amistad incondicional que ha prevalecido
a través de los años.
Son ejemplo de superación, sinceridad y nobleza,
 doy gracias a Dios por ponerlas en mi camino.

Universidad Nacional Experimental del Táchira
Vicerrectorado Académico
Decanato de Docencia
Departamento de Ingeniería Electrónica
Trabajo de Aplicación Profesional.
Pasantías Profesionales

Propuesta para la Automatización de la Subestación de Distribución Eléctrica El Piñal, Estado Táchira.

Autor: Hernández Calderón, Andrea Mayerlyn.
Tutor: Quintero Chona, Favela Natalie.
San Cristóbal, 2017.

RESUMEN

CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional), es la institución encargada de brindar un servicio eléctrico eficiente y confiable en todo el territorio nacional. Para ello, recupera el control y supervisión de las subestaciones de distribución eléctrica a nivel nacional mediante el sistema SCADA Mirage, marca Controles suministrado por la empresa uruguaya LAFONTIR. Actualmente, la subestación de distribución eléctrica El Piñal carece de un sistema automatizado, por lo que depende de un operador encargado de realizar de forma manual las maniobras, la supervisión y el control, afectando los procesos de medición y monitoreo de señales en tiempo real, lo que implica poca precisión en los datos suministrados, retraso en la respuesta ante una eventualidad y por supuesto, un alto riesgo en la seguridad del operador. Por este motivo, surge la necesidad de automatizar el proceso por medio de este nuevo software, lo que permitirá que la RTU (Unidad de Terminal Remota) presente en la subestación, reciba las señales digitales y analógicas provenientes de los equipos de protección (reconectores) ubicados en el patio de la subestación y transmitirlos, a través de un enlace de comunicaciones, hacia los servidores de Adquisición de Datos vinculados al sistema SCADA presente en el COD (Centro de Operaciones de Distribución), desde donde se pudo visualizar mediante una Interfaz Humano-Máquina el funcionamiento de los K G F (Intelligent Electronic Device) y controlar desde allí todas las acciones pertinentes. Con la automatización de la subestación El Piñal, se lograrán minimizar los tiempos de operación e interrupciones del suministro de energía eléctrica, así como también, se podrá obtener data sobre variables del sistema, entre otros aspectos técnicos, con el objeto de operar la red eléctrica de distribución de una manera efectiva, eficiente y confiable en tiempo real.

Palabras Claves: Patio, Reconector, Operador, COD.

Índice General.

Capítulo I: Introducción.....	1
1.1 Identificación de la empresa.....	2
1.1.1 Misión.....	3
1.1.2 Visión.....	4
1.1.3 Valores.....	4
1.2 Identificación del área de trabajo.....	4
1.3 Descripción de la situación actual.....	5
1.4 Identificación del problema.....	5
1.5 Objetivo general.....	7
1.6 Objetivos específicos.....	7
1.7 Justificación e importancia.....	7
1.8 Alcance.....	8
Capítulo II: Fundamentos Teóricos.....	9
2.1 Antecedentes.....	9
2.2 Bases teóricas.....	10
2.2.1 Subestación Eléctrica.....	10
2.2.2 Subestación de Transmisión.....	11
2.2.3 Subestación de Distribución.....	11
2.2.4 Operaciones del Sistema Eléctrico.....	11
2.2.5 Interruptor de potencia.....	11
2.2.6 Seccionador.....	11
2.2.7 Cortacorriente.....	12
2.2.8 Barra.....	12
2.2.9 Transformador de potencia.....	12
2.2.10 Transformador de corriente.....	12
2.2.11 Dispositivo Electrónico Inteligente.(IED).....	12

2.2.12	Unidad Terminal Maestra (MTU).....	13
2.2.13	Unidad Terminal Remota (RTU).....	13
2.2.14	SCADA.....	14
2.2.15	Sistema Mirage.....	15
2.2.16	Diagrama Unifilar.....	16
2.2.17	Interfaz Humano-Máquina.....	16
2.2.18	Sistema de automatización de subestaciones.(SAS).....	16
2.2.19	Estructura del sistema de automatización de subestaciones.....	17
2.2.20	Comunicaciones en los sistemas de automatización de subestaciones.....	20
2.2.21	Estructura funcional de la automatización de subestaciones eléctricas.....	22
Capítulo III: Proceso Metódico.....		26
3.1	Tipo de investigación.....	26
3.2	Diseño de la investigación.....	26
Capítulo IV: Desarrollo y resultados del plan de trabajo.....		31
4.1	Investigación de los equipos ubicados en la S/E.El Piñal.....	31
4.1.1	RTU194.....	31
4.1.2	Reconectador NOJA modelo OSM.....	34
4.1.3	Reconectador modelo NOVA controlado por Cooper Power Systems.....	41
4.1.4	Variables.....	48
4.2	Estudio de protocolos.....	49
4.2.1	IEC 60870-104.....	50
4.2.2	DNP3.0.....	52
4.3	Estudio de Software Mirage y desarrollo de HMI.....	57
4.4	Pruebas de comunicación.....	77
4.5	Documentación.....	153
Capítulo V: Discusión y análisis de resultados.....		154
Conclusiones.....		156
Recomendaciones.....		158
Referencias Bibliográficas.....		159

GLOSARIO

Patio: Conjunto de equipos y barrajes de una subestación, que tiene el mismo nivel de tensión y que están eléctricamente asociados.

Reconectador: Es un dispositivo de apertura y cierre automático que permite aislar al circuito de salida de una subestación al presentarse una falla en el sistema.

Operador: Es la persona encargada de controlar y dirigir todas las maniobras en campo de la distribución eléctrica.

Centro de Operaciones de Distribución (COD): Es la unidad controladora de todas las funciones de operación e información en la red de distribución Eléctrica.

Capítulo I: Introducción.

CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional), es la empresa encargada de realizar las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica en todo el territorio venezolano, siendo así responsable de garantizar un servicio eficaz a sus usuarios. Actualmente, este servicio se ve interrumpido debido a múltiples factores, como son sobrecarga del sistema, cortocircuitos, pérdida de aislamiento y condiciones ambientales, entre otros.

En la búsqueda de una solución a estos problemas, CORPOELEC mantiene un convenio con la empresa uruguaya LAFONTIR, que provee el software SCADA Mirage marca Controles, junto con su licencia, para automatizar la compensación reactiva en algunas subestaciones eléctricas, con motivo del desarrollo del Plan de Medidas Urgentes para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para ello, en el estado Táchira, se dio lugar a la instalación de bancos de compensación capacitiva, un sistema de Interfaz Humano-Máquina (HMI) y todos los equipos necesarios para realizar la supervisión, control y adquisición de datos de los bancos de compensación capacitiva antes mencionados.

Con la integración total de los equipos existentes dentro de la subestación a este Sistema SCADA, se consigue un acceso remoto a los datos procedentes de estos dispositivos mediante las herramientas de comunicación necesarias para su control, almacenamiento de históricos y eventos en base de datos estándar, herramientas de visualización y comando que permiten las tareas de supervisión, control y medidas desde la sala del operador, minimizando el tiempo de respuesta ante alguna anomalía sin poner en riesgo la integridad de los trabajadores.

La incorporación del Sistema SCADA Mirage al Centro de Operaciones de Distribución (COD), contribuye en gran medida a la optimización del servicio

eléctrico, ya que permite que desde la sala de control se puedan ejecutar las acciones básicas de respuesta ante cualquier eventualidad (cierre, apertura, reconexión) de los circuitos que alimentan los diferentes sectores asociados al mismo, mediante comandos que serán establecidos desde el computador del operador y así evitar el traslado de personal hasta el lugar donde se presenta la falla, por lo que se agiliza el proceso y disminuye el malestar en los usuarios.

Es importante señalar que con esta integración se logra aumentar el grado de seguridad en la red eléctrica en general, no sólo al momento de realizar las maniobras pertinentes para mantenimiento o solución de un problema, a nivel de seguridad informática este software ofrece valiosas cualidades, ya que posee seguridad de acceso configurable por usuario, puesto de trabajo, estación y grupos de variables; es decir, sólo el personal encargado podrá acceder a la información almacenada en el programa.

1.1 Identificación de la empresa

En 1873 se hace la primera demostración pública de alumbrado en la plaza Bolívar de Caracas a manos del ingeniero Vicente Marcano. La electricidad en Venezuela comienza en 1888 en la ciudad de Maracaibo, con la instalación de la compañía Maracaibo Electric Light, mejor conocida como Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), empresa fundada por Jaime Carrillo para alumbrar las principales calles de la capital zuliana. El 24 de octubre de ese mismo año, se inauguró el alumbrado público de Maracaibo, convirtiéndose esta en la primera ciudad de Venezuela que contó con iluminación eléctrica.

El 27 de octubre de 1958 fue creada la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E.) con el fin de agrupar en una dependencia las operaciones en el campo de la electricidad nacional, comenzando a generar, transmitir, distribuir y vender energía eléctrica el 30 de junio de 1959.

En julio de 2007 el gobierno venezolano crea la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), mediante decreto presidencial N° 5330, donde se estableció la reorganización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la finalidad de mejorar el servicio en toda Venezuela. Atendiendo las directrices de este decreto, las catorce (14) empresas existentes para el momento fueron unificadas con el objetivo de redistribuir las cargas y funciones de esas operadoras.

Adscrita al Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica, CORPOELEC es una institución que nació con la visión de reajustar y unificar el sector eléctrico venezolano a fin de garantizar la prestación de un servicio eléctrico confiable, no excluyente y con sentido social. Esta integración permite fortalecer el sector eléctrico para brindar un servicio de calidad a la población, dando respuestas como empresa a todas las eventualidades que se puedan presentar.

Con la participación activa, protagónica y corresponsable de sus trabajadores, la estatal eléctrica asume día a día el compromiso de garantizar un servicio eléctrico óptimo, sostenible y en equilibrio ecológico en todo el territorio nacional, promoviendo el uso racional y sustentable de los recursos no renovables, con lo cual promueve el desarrollo y satisface las necesidades y el buen vivir del pueblo

El norte de CORPOELEC está en aprovechar esta oportunidad para que ese talento humano se involucre y sean actores de la transformación, alejándose de los paradigmas del pasado y abiertos a un futuro pleno de posibilidades. Aprovechar y poner toda la capacidad y aptitud a disposición de los usuarios para entregarles el servicio óptimo y de calidad que ameritan y merecen.

1.1.1 Misión

Garantizar un servicio eléctrico en todo el territorio nacional, eficiente, con calidad, sentido social, sostenible y en equilibrio ecológico, que promueva el desarrollo del país.

1.1.2 Visión

Ser una corporación con ética socialista, ambiental y económicamente sustentable, modelo en la prestación de servicio público y motor de desarrollo del país; con talento humano consciente, garante del suministro de energía eléctrica, promotora del uso racional y eficiente de la energía, así como de la participación del poder popular y la preservación de la vida en el planeta.

1.1.3 Valores

Trabajo seguro y saludable, orientación al servicio, responsabilidad, honestidad, eficiencia, participación.

1.2 Identificación del área de trabajo

Las pasantías profesionales se realizaron en la Coordinación Estatal de Automatización Táchira, adscrita a la División Estatal Táchira de la Gerencia ATIT ó Región Los Andes, ubicada en CORPOELEC Av. Libertador Edificio Zona Táchira, desarrollando allí las actividades pertinentes para la gestación de este proyecto, como la inspección de la subestación eléctrica El Piñal y el t g e q p q e k o k g p v q " f g " n (Intelligent Electronic Device) presentes en la misma. La gerencia de Automatización, Tecnologías de Información y Telecomunicaciones (ATIT), cuenta con una estructura organizativa en la cual se encuentran definidas las responsabilidades, autoridades y relaciones de comunicación entre el personal que labora dentro del departamento; en la Figura 1.1 se observa su organización estructural.



Figura 1.1. Estructura de ATIT.

1.3 Descripción de la situación actual

Durante los últimos años, CORPOELEC se ha visto en la necesidad de automatizar gran parte de sus procesos, con el fin de evitar cualquier malestar en la población y para resguardar la integridad de los trabajadores encargados de realizar las maniobras pertinentes al momento de una eventualidad. El estado Táchira se suma al proyecto que ya se ha implantado en otras regiones del país, éste consiste en establecer la comunicación entre las subestaciones y los centros de despacho de electricidad que utilizan dispositivos electrónicos (RTU) presentes en las subestaciones se encargan de recopilar la información que será enviada a las RTU, éstas reciben la información, almacenan, procesan y despliegan para luego enlazarse al sistema SCADA y así permitir al operador la visualización de estados y manipulación de las diferentes señales y variables (voltaje, corriente, potencia) mediante una HMI que también le ofrece al operador la posibilidad de realizar las operaciones requeridas para solucionar una falla directamente desde el computador.

1.4 Identificación del problema

La automatización industrial se ha convertido en una pieza fundamental para mejorar el rendimiento y desarrollo de las funciones operacionales de cualquier empresa. Actualmente, CORPOELEC tiene la necesidad de supervisar y maniobrar

en tiempo real y de manera centralizada las diferentes subestaciones que integran el SEN, esto motivado principalmente a las constantes fallas que se han venido presentando.

El propósito de implementar automatismos en la red de distribución de energía eléctrica, viene dado por el deseo de cumplir con la responsabilidad de brindar un servicio eficaz y continuo a sus clientes, al poder detectar las fallas con mayor rapidez y reducir el tiempo de interrupción en el fluido eléctrico. En la actualidad, el proceso de automatización de las subestaciones eléctricas, es un proceso orientado a la correcta operación y funcionalidad de los equipos presentes en la subestación, estos dispositivos en su mayoría tienen una antigüedad de 10 a 20 años, ya que no es posible renovarlos constantemente debido a su alto costo, por lo que representan un desafío a la hora de integrarlos al sistema SCADA. Sin embargo, la automatización se puede realizar a través de una HMI que permite la incorporación de los equipos al SCADA, a través de diferentes protocolos y dependiendo del fabricante de cada uno de los módulos, aunque dada la situación y necesidad de algunas subestaciones, se persigue una integración mixta para centralizar en un SCADA diferentes dispositivos de diversos fabricantes empleando protocolos abiertos.

La subestación de distribución eléctrica El Piñal, posee equipos de control y protección de distintos fabricantes que están independientes y aislados del sistema SCADA instalado actualmente en el COD, por lo tanto, el operador de la subestación debe trasladarse al patio para realizar de forma manual las maniobras, la supervisión y el control, afectando los procesos de medición y monitoreo de señales en tiempo real, retrasando la respuesta ante una eventualidad y poniendo en riesgo la seguridad del operador.

CORPOELEC, en su afán para cubrir las exigencias que hoy en día requiere el SEN y mejorar las condiciones de sus trabajadores, asume el compromiso de

automatizar los diferentes procesos en las subestaciones de distribución de energía eléctrica y ser garante de brindar un servicio de calidad en todo el territorio venezolano.

1.5 Objetivo general

Proponer la Automatización de la Subestación de Distribución Eléctrica El Piñal, Estado Táchira.

1.6 Objetivos específicos

1. Reconocer los equipos y dispositivos ubicados en la subestación de distribución eléctrica El Piñal.
2. Determinar las variables que serán monitoreadas y controladas provenientes de los IED's (Intelligent Electronic Device).
3. Estudiar los protocolos de transmisión de datos entre el Servidor de Adquisición de Datos y la Unidad Terminal Remota (RTU), así como v c o d k ² p " g p v t g " n c " T V W " { " n q u " K G F ø u 0
4. Diseñar la Interfaz Humano-Máquina (IHM) adaptada a la subestación de distribución eléctrica El Piñal basada en el programa Mirage de la empresa Controles S.A.
5. Realizar las pruebas de comunicación entre Servidor de Adquisición de Datos-RTU y RTU-IED's.
6. Documentar la propuesta de automatización de la subestación El Piñal y las pruebas de comunicaciones.

1.7 Justificación e importancia

En todo el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se encuentran diversos equipos electrónicos junto a un sistema de control y monitoreo remoto que hacen posible el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

No obstante, hoy en día aún existen subestaciones que carecen de un medio automatizado y dependen estrictamente de sus operadores, lo que supone mediciones poco precisas y no en tiempo real. Es de suma importancia que los valores ofrecidos por las unidades de medición sean exactos y logren transmitirse en el menor tiempo posible, esto agilizaría el diagnóstico de problemas y su pronta solución sin que un grupo de trabajadores tenga que trasladarse hasta la zona afectada.

Actualmente, CORPOELEC se enfoca en el desarrollo y aprovechamiento de nuevas tecnologías para el avance de los procesos en el sistema eléctrico, la obtención de información actualizada proveniente de las subestaciones es fundamental para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Con la automatización de la subestación de distribución eléctrica El Piñal, se logra reducir el personal de operaciones; lo que conlleva a mayor seguridad para los trabajadores, reducción de tiempos de operación, reducción de costos, la posibilidad de realizar mantenimiento preventivo con mayor frecuencia y por lo tanto aumentar el rendimiento de todo el sistema.

1.8 Alcance

A lo largo del territorio nacional, un gran número de subestaciones de distribución eléctrica ya han sido incorporadas al sistema SCADA, mientras otras aún están a la espera de algunos dispositivos electrónicos necesarios para hacer la integración. Durante el desarrollo de este proyecto, se realizará la investigación y el estudio de los equipos de medición y protección instalados en la S/E El Piñal, así como también los métodos para establecer su comunicación con el sistema SCADA, incluyendo las pruebas para verificar su correcta integración.

Capítulo II: Fundamentos Teóricos.

2.1 Antecedentes

Según Tamayo (2002).

El presente trabajo tiene como objetivo principal analizar el uso de la tecnología de telecomunicaciones en el sistema de control de una subestación eléctrica. Este proyecto consistió en el desarrollo de un convertidor del medio eléctrico al óptico para la transmisión, tomando en cuenta que la comunicación que utilizan los (DEI) es serial con protocolo RS-232. Este sistema se realizó con el fin de disminuir la pérdida de datos transmitido entre la RTU y los DEI, los resultados fueron satisfactorios, ya que se comprobó el buen funcionamiento del sistema de interconexión.

De acuerdo a lo citado anteriormente, se encontraron las siguientes referencias que contribuirán a la interpretación del problema planteado.

Daza, M. (2011) proyecto realizado para la Universidad Nacional Experimental del Táchira denominado "Uso de la tecnología de telecomunicaciones en el sistema de control de una subestación eléctrica". Este proyecto consistió en el desarrollo de un convertidor del medio eléctrico al óptico para la transmisión, tomando en cuenta que la comunicación que utilizan los (DEI) es serial con protocolo RS-232. Este sistema se realizó con el fin de disminuir la pérdida de datos transmitido entre la RTU y los DEI, los resultados fueron satisfactorios, ya que se comprobó el buen funcionamiento del sistema de interconexión.

Herrera, A. (2012) ejecutó un proyecto para la Universidad Nacional Experimental del Táchira llamado "Diseño e implementación de una interfaz humano-máquina, que permitiera el monitoreo y control de la subestación Valera II de CORPOELEC Trujillo". La elaboración de este proyecto, radicó en el desarrollo e implementación de una interfaz humano-máquina, que permitiera el monitoreo y control de la subestación Valera II; para lograr esto se estudió el diagrama unifilar de la subestación, las variables cableadas al gabinete de interfaz, el protocolo de

comunicación MODBUS y el funcionamiento de la RTU TM 1703 ACP. Para el desarrollo de la HMI se utilizó el programa gráfico LabView donde se hicieron las configuraciones y pruebas necesarias para lograr el cumplimiento de este plan.

Omaña, R. (2013) llevó a cabo un proyecto para la Universidad Nacional Dispositivos Electrónicos Inteligentes con una Unidad de Terminal Remota en una el fin de mejorar la implementación en la interconexión de estos dispositivos electrónicos encargados de monitorear diferentes variables en las subestaciones eléctricas; para ello se interconectaron diferentes sistemas con la Unidad de Terminal Remota, usando el protocolo DNP 3.0 para que los datos monitoreados sean transmitidos y analizados.

2.2 Bases teóricas

Para desarrollar el proyecto, es necesario conocer algunos conceptos teóricos relacionados con las subestaciones eléctricas, los equipos electrónicos y de protecciones allí presentes; y las comunicaciones de los diversos dispositivos utilizados.

2.2.1 Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección. Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común, barraje de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con

los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

2.2.2 Subestación de Transmisión

Son aquellas que alimentan o interconectan líneas de nivel intermedio de tensión, 44 kV o 34.5 kV, para transporte a distancias moderadas y de cargas no muy altas, con cargas distribuidas a lo largo de la línea.

2.2.3 Subestación de Distribución

Su función es reducir la tensión a niveles de distribución 13.8 kV para enviarla a los centros de consumo industrial o residencial.

2.2.4 Operaciones del Sistema Eléctrico

Engloba las diferentes actividades que se pueden presentar en una subestación durante el suministro de energía eléctrica; entre ellas:

- Cerrar un circuito: Operación de establecer las conexiones conductoras que permiten el paso de corriente eléctrica.
- Abrir un circuito: Operación de separar las conexiones conductoras que permiten el paso de la corriente eléctrica, en este caso para interrumpirlo.

2.2.5 Interruptor de Potencia

Es un equipo diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, bajo condiciones normales de operación o de falla.

2.2.6 Seccionador

Dispositivo que se usa para conectar o desconectar un circuito de otro o de una parte del mismo sin carga, para propósitos de operación en emergencia, mantenimiento o prueba.

2.2.7 *Cortacorriente*

Dispositivo de protección que se utiliza para interrumpir un circuito eléctrico, el cual está provisto de un fusible que por defecto del calor se funde cuando la corriente que lo atraviesa excede de cierto valor nominal.

2.2.8 *Barra*

Es el conjunto de conductores principales por niveles de tensión a partir de las cuales se derivan las conexiones de los diferentes equipos que integran una subestación eléctrica.

2.2.9 *Transformador de potencia*

Es un mecanismo estático, que transfiere energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, por medio de inducción electromagnética variando los parámetros de tensión y corriente, sin afectar la frecuencia.

2.2.10 *Transformador de corriente*

Un transformador de corriente, utiliza el campo magnético de una corriente alterna a través de un circuito, para inducir una corriente proporcional en un segundo circuito. Las tareas principales de un transformador de corriente son: medir la corriente, aumentarla o disminuirla; y transmitir corriente a los controladores del sistema protector.

2.2.11 *Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)*

Es el término utilizado en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos, normalmente son utilizados en interruptores, transformadores y bancos de capacitores.

Los IED \emptyset reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y pueden informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando suceden las

variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado. Los tipos comunes de IED \emptyset incluyen los dispositivos, los reguladores de carga, los reguladores de interruptores, los interruptores del banco de condensadores, los reguladores del recloser o reconectores, los reguladores de voltaje, etc.

2.2.12 Unidad Terminal Maestra (MTU)

Sistema que facilita el intercambio de información entre centros de control y subestaciones situadas en cualquier lugar. En el centro de control se realiza, principalmente la tarea de recopilación y archivado de datos. Toda esta información que se genera en el proceso productivo se pone a disposición de los diversos usuarios que puedan requerirla.

2.2.13 Unidad Terminal Remota (RTU)

Es un dispositivo inteligente capaz de obtener señales de un proceso y enviar la información a un sitio remoto (centro de control) para su procesamiento mediante un software SCADA. Se compone de una memoria, fuente de poder, un procesador y un puerto de comunicaciones. Contiene módulos de entrada y módulos de salida, los cuales reciben y envían señales analógicas y digitales.

Se caracterizan por:

- Múltiples puertos de comunicación y diversos protocolos, se suelen utilizar como Gateways.
- Son esclavas, usualmente de un Centro de Control, no tienen sentido por sí solas.
- Orientados a eventos: estampa de tiempo de orden de 1ms.
- A veces tienen capacidad de datalog.
- No necesariamente son programables.
- Relevan, mantener actualizados, fechar estados digitales y valores de medida analógicos sobre entradas cableadas desde la planta a controlar.

- Emitir comandos digitales hacia la planta.
- Comunicar el estado y permitir comandos desde niveles superiores través de diferentes protocolos de comunicaciones.
- Almacenar información en períodos de fallo de comunicaciones.
- Verificar su funcionamiento interno (autodiagnóstico) reportando fallas a niveles superiores.

2.2.14 SCADA

Acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un concepto que se emplea para realizar un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

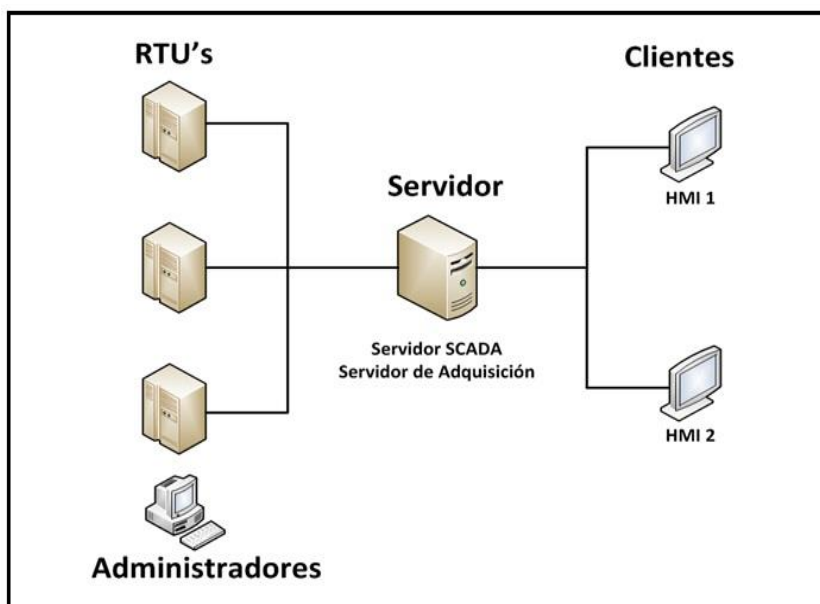


Figura 2.1. Arquitectura del sistema SCADA.

2.2.15 Sistema Mirage

Fundada en 1973, el sistema Mirage es un software SCADA desarrollado por la empresa CONTROLES S.A dirigido especialmente a controlar sistemas eléctricos. Está basado en una arquitectura modular sobre plataforma Windows, el mismo utiliza en todo momento servicios estándar del sistema operativo, ofreciendo de este modo una arquitectura abierta y fácilmente expandible, dicho programa permite el acceso remoto a datos de un proceso, a través de las herramientas de comunicación necesarias para su control, creando interfaces humano-máquina. El núcleo del sistema es el módulo Servidor SCADA, el mismo se encarga de recibir la información proveniente de la planta a través de los distintos módulos de adquisición de datos (MADQ o Servidores de Comunicaciones), procesarla y hacerla disponible a sus clientes.

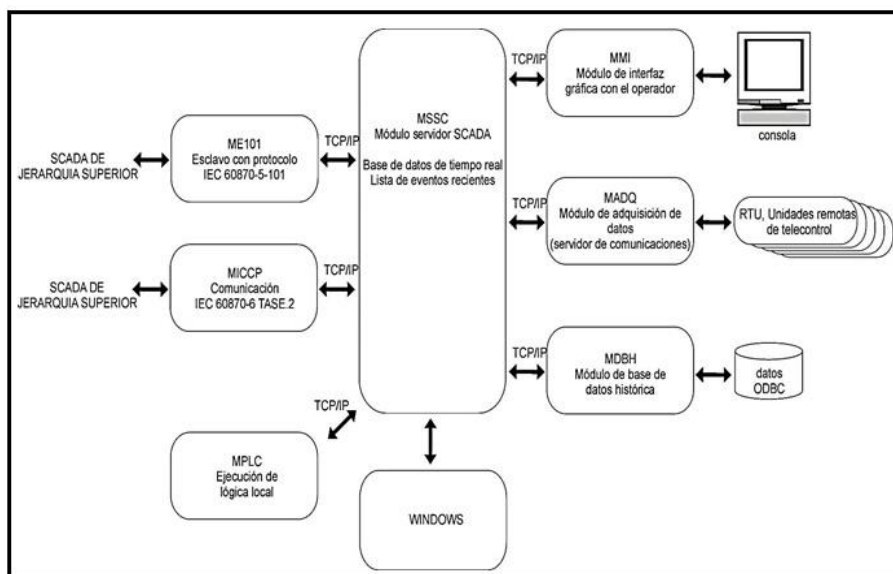


Figura 2.2. Arquitectura de la relación entre los módulos.

El SCADA Mirage está compuesto por diferentes escenarios, como son:

- La consola, contiene todas las pantallas para el control de las subestaciones.
- La lista de eventos, es la revisión y reconocimiento de eventos.

- La representación gráfica de medidas, se realiza en el monitor de variables.
- La lista de variables, en ella se visualizan los estados de las mismas, tales como, alarmas y estados de los interruptores.

2.2.16 Diagrama Unifilar

Es un bosquejo o esquema que representa las distintas conexiones entre subestación y centrales eléctricas; y puede ser especialmente crítico para transmitir informes durante el planeamiento, la instalación, la puesta en marcha o el mantenimiento del sistema. Estos diagramas evidencian los principales componentes como grupos generadores, equipos de conmutación de energía, protección contra sobre-corriente, relés de protección y el esquema general de conexiones.

2.2.17 Interfaz Humano-Máquina

La Interfaz de Usuario o Interfaz Humano-Máquina (HMI) es el punto de acción en que un hombre entra en contacto con una máquina. Para que esta interfaz sea útil y significativa para las personas, debe estar adaptada a sus requisitos y capacidades. En el caso de una subestación eléctrica, permite que el operador, en ciertas circunstancias, vaya más allá del manejo de la máquina y observe el estado del equipo e intervenga en el proceso. La información se proporciona por medio de paneles de control con señales luminosas, campos de visualización o botones, o por medio de software que utiliza un sistema de visualización que se ejecuta en una terminal.

2.2.18 Sistema de automatización de subestaciones (SAS)

El sistema de automatización de subestaciones se basa en el uso de IED o " (Intelligent Electronic Device), estos dispositivos son autónomos e independientes, con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa.

El sistema de automatización de subestaciones busca la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e protecciones, registradores de fallas, controladores, equipos de monitoreo y diagnóstico de equipo de patio, etc. El sistema integra n q u " f k h g t g p v g u " K G F misma red de datos de control, ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos.

2.2.19 Estructura del sistema de automatización de subestaciones

Desde un punto de vista de la supervisión y control, la automatización de subestaciones puede ser estructurada en cuatro (4) niveles diferentes, como se muestra en la Figura 2.3, con el afán de tener un control jerárquico exhaustivo de todos los componentes, tanto de campo, como de Supervisión y Control, se puede señalar que los niveles establecidos son:

- Nivel 0 - Equipo de Potencia (equipos del patio).
- Nivel 1 - Nivel de Bahía (Celda).
- Nivel 2 - Nivel de Estación (Sub - Estación).
- Nivel 3 óNivel de Centro de Control óDespacho de Carga.

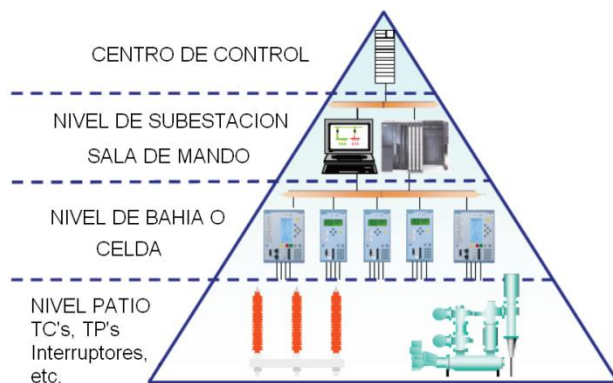


Figura 2.3. Jerarquía del sistema de automatización de subestaciones.

2.2.19.1 Nivel 0

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como son: interruptores y seccionadores, Transformadores de potencia y otros equipos, por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos. Este nivel 0, comprende los siguientes equipos y auxiliares:

- Conexiones de cableado físico desde las bahías o celdas, hacia el equipo primario.
- Interruptores auxiliares que indican la posición (Cerrado/Abierto) de los instrumentos de interrupción.
- Relés de control con bobinas asociadas para transferir comandos en las operaciones de interrupción mecánica; o también bajo control de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED.
- Equipos de medición de corriente y tensiones.
- Sensores para la medición de magnitudes no eléctricas como: densidad de gas, presión de gas y aceite, temperaturas, vibraciones, etc. que proveen al sistema de automatización señales eléctricas o mensajes de protocolos seriales para su aprovechamiento.
- Lazos de comunicación serial si son aplicables en alguna S/E (Sub - Estaciones) en específico.

2.2.19.2 Nivel 1

Físicamente este nivel de bahía (celda) se encuentra cerca del equipo del patio, se corresponde con el lugar donde se encuentran los dispositivos (Electronic Device), encargados de las protecciones eléctricas, fundamentalmente contra cortocircuitos y sobrecargas del sistema eléctrico de potencia.

En este nivel el control de la operación se realiza desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado cada dispositivo electrónico, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y visualización de las señales de campo.

N q u " K G F ø u " { " n q u " t g n ² u " p w o ² t k e q u " f g " r t q

líquido (LCD por sus siglas en inglés) incorporada y constituyen un elemento de la interfaz hombre máquina necesario para el conocimiento de los eventos recientes y de los parámetros de protecciones eléctricas activos. En algunos casos la visualización de estados o valores de los parámetros puede ser realizado a través de la conexión de un computador portátil que posea un software adecuado para la identificación de la información disponible en el equipo de protección.

Pueden realizarse funciones adicionales de monitoreo en este nivel de celda, pero normalmente no hay una interfaz dedicada a la evaluación de las condiciones del sistema eléctrico de potencia, esta tarea es asignada al nivel superior (nivel de estación).

Para un análisis de fallas más preciso, grabadores de perturbaciones y eventos de alta resolución pueden ser instalados en el nivel de bahía (celda); estos grabadores reciben con frecuencia información de varias bahías.

2.2.19.3 Nivel 2

El nivel de estación utiliza la Interfaz Humano-Máquina (HMI) como el lugar central para la operación de la subestación, desde la sala de mando. Este nivel esta generalmente ubicado en un ambiente protegido contra la interferencia electromagnética generada en el patio.

En este nivel se encuentran ubicados elementos como: hardware para propósitos generales, pantallas de visualización de información e impresoras; este

equipo requiere de la alimentación de corriente alterna (CA) que debe ser suministrada desde una fuente ininterrumpida de potencia (UPS), así como también necesita condiciones ambientales adecuadas (principalmente la temperatura).

Todo el manejo general y las funciones de supervisión como registro e impresión de eventos, archivo y almacenamiento de datos históricos, está ubicado en el nivel de estación, así como las funciones automáticas del nivel de la estación más completas pueden ser fácilmente implementadas en poderosos computadores de propósitos generales, que no necesitan más que la capacidad de instalar el software adecuado y manejarlo con la rapidez requerida.

También en este nivel las interfaces de comunicación con centros remotos para control de la red, monitoreo o mantenimiento, son usualmente utilizadas. Sin embargo, el equipo del nivel de estación es convenientemente separado en dos espacios, sala de mando y sala de equipos de comunicaciones.

2.2.19.4 Nivel 3

Relacionados con los Centros de Despacho de Carga, y demás localidades que requieren información procedente de las subestaciones y donde se efectúa análisis y decisiones para entregar la carga disponible y manejo de eventuales fallas dentro del Servicio Eléctrico Nacional. En algunos casos amerita el Telecontrol desde el propio Centro de Operaciones de Distribución y Despacho de Carga asociados a sus niveles de tensión y procesos medulares.

2.2.20 Comunicaciones en los sistemas de automatización de subestaciones

La comunicación es parte principal de un sistema de automatización de subestaciones, y es virtualmente el que mantiene unido los componentes para formar el sistema. Es importante señalar que aun sin comunicación, las funciones de protección eléctrica y el control local deberán continuar, y los dispositivos locales

pueden almacenar algunos datos, hasta la restitución de las comunicaciones y la posterior activación del sistema de automatización.

Cada nodo del sistema de automatización de subestaciones tiene los programas necesarios para el manejo de sus propias comunicaciones. Los protocolos permiten la transmisión de toda la información con y entre los niveles de confiabilidad y seguridad requeridos.

2.2.20.1 Comunicaciones nivel 0 ó nivel 1

Entre el nivel 0 y nivel 1 se tienen los siguientes tipos de comunicación:

Cableado convencional entre los equipos de patio convencionales, servicios auxiliares y los controladores.

Equipos de control y supervisión de equipos de patio modernos, etc.) (transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, equipos de control y supervisión de equipos de patio modernos, etc.)

Protocolos propietarios de los diferentes fabricantes y protocolos abiertos como Modbus, Modbus Plus, DNP3 (protocolo de red distribuido), IEC 60870-5-101/102/103, UCA2.0 o IEC 61850.

2.2.20.2 Comunicaciones nivel 1 ó nivel 2

Esta corresponde a la comunicación entre los controladores y los procesadores de nivel 2, estaciones de operación y entre los equipos de nivel 2, incluyendo el equipo de comunicaciones hacia el sistema de información remoto.

En general, en los sistemas actuales, en la comunicación entre el nivel 1 y el nivel 2 se usan protocolos propietarios de los diferentes fabricantes y protocolos

abiertos como DNP3.0, Modbus Plus e IEC 870-5-102/2/3. Para las comunicaciones entre el equipo de nivel 2 también se utiliza TCP/IP sobre una LAN Ethernet.

Las comunicaciones entre los niveles 1 y 2 son realizadas en fibra óptica para los equipos que no se encuentran físicamente en la misma sala, de lo contrario UTP o STP categoría 5. La red de datos puede ser tipo LAN (Ethernet, token ring, token bus) y concentradores (comunicación estrella).

2.2.21 Estructura funcional de la automatización de subestaciones eléctricas

Desde el punto de vista funcional de la automatización de subestaciones, su estructura consiste principalmente de las siguientes funciones:

- Protección Eléctrica.
- Medición o Adquisición de Datos.
- Supervisión o Monitoreo.
- Control.
- Comunicaciones.

2.2.21.1 Protección Eléctrica

La protección eléctrica es uno de los más importantes componentes de una subestación automatizada, para proteger al equipo y al personal, y para limitar los daños en caso de una falla eléctrica.

La protección eléctrica es una función local, y puede ser capaz de funcionar independientemente del sistema de automatización si es necesario, aunque es una parte integral de la automatización bajo condiciones normales. Las funciones de protección eléctrica nunca deberían ser comprometidas o restringidas por los sistemas de automatización.

2.2.21.2 Mediciones

N q u " v t c p u h q t o c f q t g u " f g " e q t t k g p v g " * V E ø u

para la protección no tienen suficiente precisión para el caso de la facturación de energía eléctrica. Por lo tanto, el sistema de medida es usualmente separado, conectado a los transformadores de corriente y tensión de medida. La información utilizada con propósito de registro es la data de los medidores de las subestaciones. Esta información es transmitida en tiempo real al centro de control y/o almacenada en una base de datos. Las medidas eléctricas típicas son: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia.

2.2.21.3 Monitoreo

Los sistemas de monitoreo permiten realizar la supervisión de los eventos que ocurran, para su rápida evaluación. Estos sistemas generalmente proveen información completa e incluyen el estado de los interruptores, seccionadores, y alarmas; principalmente la medición de la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y la frecuencia sobre varios circuitos.

El principal beneficio de los sistemas de monitoreo es advertir anticipadamente los problemas antes que ocurran. Por ejemplo, los problemas en el transformador pueden ser detectados por comparación de su temperatura con la información de los históricos bajo las mismas condiciones de operación. Las funciones de monitoreo pueden ser clasificados en funciones básicas y mejoradas.

Funciones básicas de monitoreo

- Indicación del estado de los interruptores.
- Indicación del estado de los seccionadores.
- Mediciones.
- Listar los eventos.
- Listar las alarmas.

Funciones de monitoreo mejorado

- Registro de fallas.
- Registro de perturbaciones.
- Curvas de tendencia.

Esta información se requiere en los análisis de fallas, determinando qué sucede y cuándo, dónde y la secuencia. De este modo, mejora la eficiencia del sistema eléctrico de potencia y la protección de sus costosos componentes.

2.2.21.4 Control

El control consiste en las acciones que el sistema puede enviar al dispositivo de operaciones para que pueda ejecutar una orden, por ejemplo el bloqueo de cierre, el chequeo de sincronismo, entre otras. La intervención humana es limitada por tanto el riesgo por error humano se reduce y la eficiencia se incrementa. El control local deberá también continuar su función aun sin el soporte del sistema de automatización. Las funciones de control pueden ser clasificadas en funciones básicas y mejoradas.

Funciones básica de control

- Control de los interruptores.
- Control de los seccionadores.
- Control del seccionador de puesta a tierra.
- Control de la posición de TAP del transformador.
- Control del Bloqueo.
- Control de la Sincronización.

Funciones de control mejorado

- Secuencia de conmutación.
- Aislamiento automático de la sección fallada.
- Cambio automático de barras.

- Autocierre.
- Reparto de cargas entre líneas.
- Restauración inteligente del sistema.

Capítulo III: Proceso Metódico.

3.1 Tipo de investigación

Para el desarrollo de este proyecto se adopta una investigación proyectiva, ya que es necesario realizar una propuesta de diseño para la Interfaz Humano-Máquina que permita la integración e interconexión de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes presentes en la subestación de distribución eléctrica El Piñal con la Unidad de Terminal Remota, esto permitirá llevar a cabo las pruebas de comunicación correspondientes para verificar su correcto funcionamiento y finalmente poder documentar la propuesta de automatización.

U g i À p " J w t v c f q " * la elaboración de una propuesta o de un modelo, como solución a un problema o necesidad de tipo práctico, ya sea de un grupo social, o de una institución, en un área particular del conocimiento, a partir de un diagnóstico preciso de las necesidades del momento, los procesos explicativos o i g p g t c f q t g u " k p x q n w e t c f q u " { " n c u " v g p f g p e k c u "

3.2 Diseño de la investigación

Según Arias (1999), define g n " f k u g ° q " f g " n c " k p x g u v k i c e k que adopta el investigador para responder al problema pla p v g .(pf 30)ö

La investigación se enfoca en 2 tipos de diseño, el diseño documental y el diseño de campo.

U g i À p " C t k c u " * 4 2 2 6 + " g z r t g u c " s w g " n c " k p x g basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes f q e w o g p v c n g u < " k o r t g u c u . " c w f k q x k u w c n g u " q " g r

El diseño documental se realizó mediante el estudio del sistema SCADA, los manuales de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes y los protocolos a utilizar para establecer la comunicación.

N c " k p x g u v k i c e k » p " f g " e c o r q " u g i À p " C t k c u " datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar x c t k c d n g u " c n i w p c ö 0 " * r 0 " ; 6 + 0

Tomando en cuenta la definición anterior, la investigación de campo se llevó a cabo con la inspección realizada a la subestación de distribución eléctrica El Piñal, esto permitió verificar la situación actual de la misma y la recolección de información con respecto a las variables y los equipos involucrados en el proceso de automatización.

3.3 Técnicas de recolección de datos

Según Tamayo (1999), las técnicas de recolección de datos son definidas e q o q " ò n c " g z r t g l u d i s e ñ o d e i n v e s t i g a c i ó n k y x q u e " e s p e c i f i c a concretamente como se j k | q " n c " k (p.126) u v k i c e k » p ö 0

En este caso, se utilizó la técnica de análisis documental, para la recolección de información en formato digital presente en las computadoras de la empresa, específicamente los manuales de usuario de software SCADA Mirage, manuales de la Unidad de Terminal Remota haciendo énfasis en su configuración para lograr la comunicación y por supuesto, los manuales de Dispositivos Electrónicos Inteligentes involucrados.

3.4 Etapas de la investigación

Etapas I: En esta primera etapa se realizará la investigación de información con referencia a los dispositivos ubicados en la subestación de distribución eléctrica El Piñal; mediante documentos, manuales y WEB.

Etapa II: En esta etapa, se estudiarán los protocolos de transmisión de datos y las interfaces respectivas entre los diferentes equipos servidor de adquisición de

Etapa III: Esta etapa corresponde al estudio del software Mirage de la empresa Controles S.A. para luego desarrollar una Interfaz Humano-Máquina adaptada al diagrama unifilar de la Subestación de Distribución Eléctrica El Piñal, con los componentes gráficos que ofrece este software.

Etapa IV: En esta etapa, se realizarán pruebas de comunicaciones e

Etapa V: En la última etapa se realizará un registro documental para la propuesta de automatización de la subestación de distribución eléctrica El Piñal y las

