



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE PROTOCOLOS DE
COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN
DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

VALTIERRA AGUILAR EDUARDO JAVIER



DIRECTORA DE TESIS:

M.I. ESTHER BARRIOS MARTÍNEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA SEPTIEMBRE 2014

Agradecimientos

Este trabajo representa el final de una etapa muy importante de mi vida, y el comienzo de otra. Quiero agradecer a todas esas personas que a lo largo de mi vida universitaria me apoyaron y fueron parte de este logro.

A mis padres que gracias a su apoyo y esfuerzo pude llegar y terminar mi carrera universitaria.

A todos mis maestros a lo largo de mi vida escolar, ya que gracias a sus enseñanzas y experiencias logré obtener los conocimientos suficientes para llegar a ser un profesionalista.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, ya que durante 5 años fue mi segunda casa, donde no solo aprendí a ser un profesionalista, sino también a ser una persona con grandes valores.

A Esther Barrios, mi directora de tesis, gracias por sus conocimientos, tiempo y sobre todo paciencia.

A mis amigos, ya que con ellos fue más placentera mi estancia en la universidad.

Ahora solo queda ejercer la profesión de Ingeniero, la cual ejerceré con cariño, honor y responsabilidad, y así contribuir en el desarrollo de este país.

Índice

Símbolos, Acrónimos y Definiciones.....	5
Objetivo.....	7
Formulación del Problema.....	7
Resultados	7
Capítulo 1.- Equipo para la automatización de Subestaciones Eléctricas.....	8
1.1.- Automatización de Subestaciones a través del tiempo.....	8
1.2.- Medición.....	12
1.2.1.- Transformador de Corriente.....	13
1.2.2.- Transformador de Potencial.....	15
1.2.2.1.- Transformador de Potencial Inductivo.....	15
1.2.2.2.- Transformador de Potencial Capacitivo.....	16
1.2.3.- Transformador Óptico.....	17
1.3.- Comunicación.....	18
1.3.1.- Red de Comunicación.....	19
1.3.2.- Arquitecturas de Red.....	22
1.3.3.- Protocolo de Comunicación.....	23
1.3.4.- Modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI).....	26
1.4.- Protección.....	29
1.4.1.- Relevadores.....	30
1.4.2.- Principales protecciones.....	33
1.5.- Control en Subestaciones.....	34
1.5.1.- Niveles de control.....	35
1.5.2.- Equipo de control.....	35

Capítulo 2.- Protocolo de Red Distribuida (DNP3)	38
2.1.- Esquema General de la comunicación con DNP3.....	39
2.2.- Capas del Protocolo DNP3.....	40
2.3.- Mensajes mediante DNP3.....	43
2.4.- Ventajas de DNP3.....	44
Capítulo 3.- IEC 61850.....	45
3.1.- Fundamentos de IEC 61850.....	46
3.2.- Implementación de IEC 61850 en la Automatización de una Subestación ...	49
3.2.1.- Arquitectura de red en IEC 61850.....	54
3.2.2.- Mensajes mediante IEC 61850.....	55
3.3.- Aplicación de IEC 61850	58
Capítulo 4.- Estudio de Casos.....	60
4.1.- Caso 1: Comunicación mediante DNP3.....	62
4.2.- Caso 2: Comunicación mediante IEC 61850.....	67
4.3.- Caso 3: Comunicación en un tiro de carga utilizando IEC 61850 y DNP3.....	72
Capítulo 5.- Conclusiones.....	82
Apéndice	85
Bibliografía.....	96

Símbolos, Acrónimos y Definiciones

A.- Amperes

AC.- Corriente Alterna

ANSI.- American National Standards Institute

ANCE.- Asociación de Normalización y Certificación

ASCII.- American Standard Code for Information Interchange

BPS.- Bits por Segundo

CCL.- Consola de Control Local

CI.- Consola de Ingeniería

CID.- Configured IED Description

DC.- Corriente Directa

DNP.- Distributed Network Protocol

Ethernet.- Estándar de redes de área local

Gateway.- Puerta de enlace

GIS.- Gas Insulated Switchgear

GOOSE.- Generic Object Oriented Substation Event

GPS.- Global Positioning System

GSSE.- Generic Substation State Event

Hz.- Hertz

HMI.- Human Machine Interface

ICD.- IED Capability Description

IED.- Intelligent Electronic Device

ISO.- International Organization for Standardization

LAN.- Local Area Network

LED.- Light Emitting Diode

Mbit/s.- Velocidad de transmisión de datos (Megabite por segundo)

MCAD.- Modulo de Control y Adquisición de Datos

OSI.- Open System Interconnection

PCyM.- Protección, Control y Medición

PDA.- Asistente Digital Personal

PLC.- Controlador Lógico Programable

SCADA.- Supervisión, Control y Adquisición de Datos

SCD.- Substation Configuration Description

SCL.- Substation Configuration Language

SDH.- Synchronous Digital Hierarchy

SF₆.- Hexafluoruro de Azufrex

SICLE.- Sistema de Información y Control Local de Estación

SSD.- System Specification Description

TC.- Transformador de Corriente

TP.- Transformador de Potencial

UCA.- Utility Communications Architecture

UTR.- Unidad Terminal Remota

V.- Volts

WAN.- Wide Area Network

XML.- Extensible Markup Language

Objetivo

Presentar un análisis detallado de la evolución y uso de protocolos de comunicación aplicados en la operación de subestaciones eléctricas, estableciendo una comparación entre las tecnologías usadas en las subestaciones actualmente y las de última generación.

Formulación del Problema

Para el funcionamiento eficiente de una subestación eléctrica se deben cumplir estrategias adecuadas de diseño, operación y mantenimiento. En cada etapa de la vida útil de una subestación se encuentra con la peculiaridad de que la tecnología avanza. Así que los equipos originalmente instalados tienen que pasar por etapas de actualización o cambios. El tiempo en el que salen al mercado nuevos equipos aplicables a la automatización de subestaciones se ha reducido considerablemente en los últimos 2 años. Este cambio demanda la interoperabilidad de todos los equipos de la subestación, así que una manera de garantizarlo se logra con la aplicación de protocolos adecuados. Lo anterior no ha sido fácil, así que un análisis minucioso nos permitirá tener un panorama completo para su aplicación de manera más eficiente.

Resultados

El presente trabajo presenta un análisis y solución al problema que implica la actualización de las subestaciones eléctricas existentes. Lo anterior, será resuelto a través de la automatización de los equipos de las subestaciones, considerando los protocolos de comunicación más usados y a la normalización vigente. Adicionalmente, se describen las ventajas y desventajas de la automatización de las subestaciones.

Capítulo 1

Equipo para la automatización de Subestaciones Eléctricas

Una subestación eléctrica necesita ser maniobrada y controlada para dar un buen servicio, es por ello que se utilizan sistemas de control, con los cuales se aumenta la probabilidad de que toda la subestación trabaje de forma correcta y eficiente. En este capítulo se explican los componentes más importantes en una subestación, y cómo estos forman parte en dicho sistema para mantener automatizada la subestación.

1.1.- Automatización de Subestaciones a través del tiempo

La Ingeniería eléctrica y las comunicaciones están cada vez más vinculadas, en la actualidad no se puede concebir algún proyecto de Ingeniería Eléctrica sin pensar en protocolos y medios de comunicación adecuados [1].

El avance de la tecnología obliga la integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) a cualquier proceso. En el caso de una Subestación Eléctrica demanda la necesidad de utilizar protocolos de comunicación adecuados para la operación y control de la misma Subestación. En la actualidad IEC 61850 y DNP3 son los protocolos más usados para comunicar equipos en una subestación.

Otro aspecto en el que se ha mejorado es en la protección, ya que antes se usaban relevadores electromecánicos. Ahora gracias a la protección basada en microprocesadores se pueden cambiar paneles completos de relevadores electromecánicos por un IED.

En el desarrollo de las protecciones a través de IED's, otras áreas también se vieron beneficiadas, por ejemplo las comunicaciones, ya que estos dispositivos aumentaron la velocidad en la operación y en el manejo de información [3].

En una subestación eléctrica, una inapropiada maniobra puede dañar el equipo eléctrico o se perdería la continuidad del servicio. Ahora todos los sistemas necesitan trabajar de forma eficiente, precisa, a prueba de errores y con una menor intervención humana, una forma de lograrlo es automatizándolos. Para ello se necesita equipo electrónico, el cual se va innovando constantemente y creando la necesidad de actualizar dichos sistemas. Por esta razón surge una brecha tecnológica entre sistemas antiguos y sistemas nuevos.

Cien años en términos de tecnología son una eternidad, en ese entonces nadie habría imaginado cómo serían las instalaciones. En aquella época, los interruptores eran voluminosos y complicados, debido a que exigían supervisión constante y mantenimiento frecuente. En el siglo XX se desarrollaron nuevas tecnologías que aumentaron la capacidad, la disponibilidad y redujeron el mantenimiento, así como brindaron mejoras en las características como el tamaño, la velocidad y la automatización.

Como resultado de las investigaciones, en los años 60's se hizo el lanzamiento de equipo eléctrico aislado en gas SF₆. Gracias a estos equipos pequeños y compactos se redujeron las dimensiones de una subestación convencional en casi un 60 % [1]. En la década de 1970, el desarrollo también alcanzó a las protecciones sustituyendo a los relevadores electromecánicos convencionales por protecciones estáticas que se comunican con otros sistemas por medio de tecnología digital.

Gracias a la tecnología desarrollada en los interruptores y a la intervención de seccionadores se logró reducir el tamaño de una subestación. En la *Figura 1.1.1* se observa la reducción de una subestación con arreglo de interruptor y medio, con una tensión de 400kV y con interruptores y seccionadores aislados en gas SF₆.

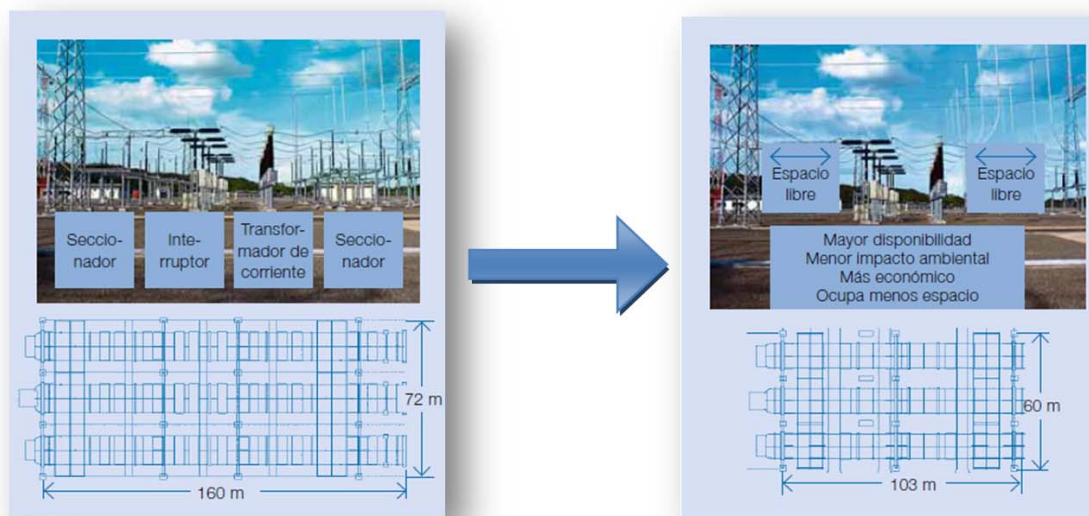


Figura 1.1.1.- Reducción del tamaño en un 60% de una subestación gracias a la incorporación de interruptores y seccionadores aislados en gas

Hace cien años había poca maniobrabilidad en la subestación, por lo cual el tiro de carga era una regla cuando se le daba mantenimiento, posteriormente se introdujeron los seccionadores y con ellos se mejoró la disponibilidad de las redes.

Los interruptores actuales exigen menos mantenimiento que los más antiguos. Por ejemplo, los interruptores en SF₆ tienen un intervalo entre servicios de mantenimiento mayor de 15 años. Los seccionadores por otra parte, siguen teniendo un intervalo de mantenimiento de entre 4 y 5 años en zonas con escasa o nula contaminación. Si el interruptor está situado en zonas con contaminación natural, por ejemplo, arena o sal, o industrial, necesitará un mantenimiento más frecuente. [2]

Otro equipo en las subestaciones que han tenido un gran avance son los transformadores de instrumento o medida, los cuales eran grandes, hechos solo de aislamiento, cobre y hierro. Estos se usaban para alimentar a los aparatos de medición, en la actualidad estas funciones se pueden hacer con sensores ópticos y comunicados mediante fibra óptica. Por otra parte, ahora los aparatos de medición se alimentan con baterías independientes.

Los equipos de control también han cambiado con el paso del tiempo, ya que antiguamente eran de funcionamiento manual y dieron paso a un control electrónico, dicho sistema de control se usa para:

- Protección y supervisión del equipo primario.
- Funciones locales manuales y automáticas.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones del sistema secundario.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones con los sistemas de gestión de la red.

Anteriormente se usaba el control centralizado, el SCADA era el único que se encargaba de medir y controlar los procesos de la subestación a través de dispositivos electromecánicos. Ahora el control es distribuido, hay diferentes equipos con los cuales se puede controlar la subestación.

En un sistema de control actual, es esencial que la comunicación entre equipos sea eficaz y rápida. Durante muchos años se ha usado una comunicación, que por la falta de protocolos normalizados limita la eficacia y el uso de equipos con los de otras empresas. Para superar este problema se desarrolló una norma para la comunicación en subestaciones.

¿Cuáles son las razones para modernizar la subestación?. La reducción de costos es un factor para automatizar una subestación, con la finalidad de mejorar su eficiencia se debe modernizar con el paso del tiempo.

Hacer cambios en el equipo de control traerá ventajas como la reducción de costos, debido a que se reducirá la necesidad de un operador en la subestación, además si se automatizan procesos como tiro de carga, cambiadores de taps, entre otros, se reducirán costos en las capacitaciones para los operadores.

La vida del equipo primario es de 30 a 40 años, cuando la de los dispositivos de protección y control es de 15 a 20 años [4]. En promedio dos generaciones de aparatos de protección y control se usan en una subestación. Por otro lado, con el paso del tiempo el costo de mantenimiento aumenta debido a las refacciones de los equipos viejos, en este caso la mejor estrategia es cambiar dichos equipos por unos más actuales.

Los nuevos dispositivos de protección y control influyen de manera importante en el cierre y apertura de los switch. Además estos cuentan con diversas funciones como la función de auto chequeo, lo cual reduce la necesidad del mantenimiento preventivo. O Diversas funciones de protección en el mismo dispositivo. Todo esto representa un ahorro en el costo.

Hay dos estrategias de cambio del equipo en la subestación, la primera se llama *Big Bang*, la cual consiste en cambiar todos los dispositivos que integran el esquema de protecciones y control. La segunda estrategia se llama *Cambios Progresivos*, la cual consiste en cambiar de forma separada los dispositivos. La desventaja de esta última es que al hacer el cambio de un dispositivo, se tiene interrumpir la operación de los dispositivos que estén conectados a la red mientras se hace el mantenimiento. Por otro lado, la ventaja es que al cambiar un solo dispositivo, las pruebas de funcionamiento serán menores [4].

La *Figura 1.1.2* muestra los datos estadísticos actuales del sistema eléctrico. Además se tiene planeado invertir \$73,762,535 de pesos para proyectos de modernización de subestaciones con el protocolo IEC 61850 [5].

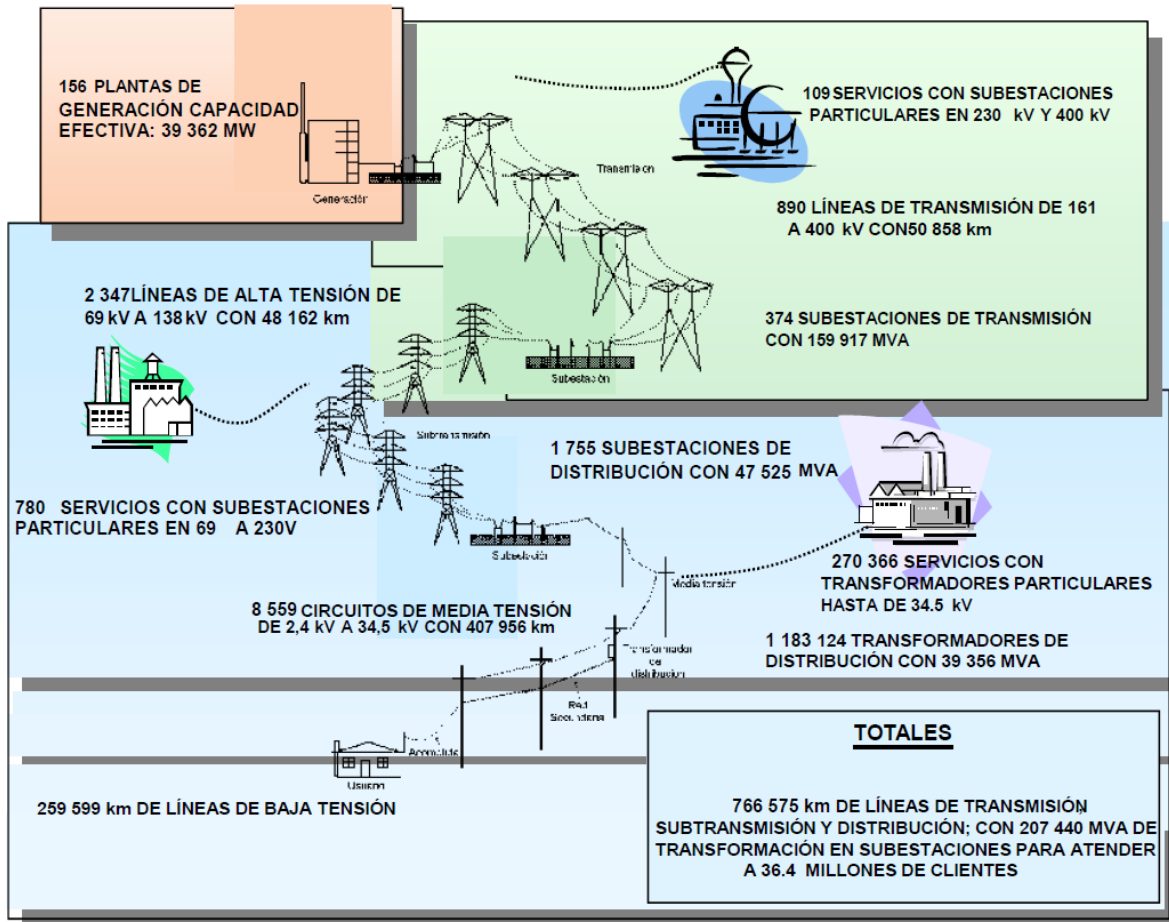


Figura 1.1.2.- Sistema Eléctrico actual [5].

1.2.- Medición

El equipo primario necesita ser monitoreado en todo momento, con la finalidad de conocer su comportamiento en tiempo real, de esta forma se tendrán valores de la subestación. Este proceso es de suma importancia, ya que con los valores obtenidos se toman medidas para hacer maniobras en la subestación.

La medición de un sistema eléctrico y en particular en las subestaciones eléctricas es la operación de un conjunto de aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente y potencial, llamados también transformadores de instrumento, los cuales miden magnitudes eléctricas, ya sea en alta o baja tensión.

Dichas magnitudes se mencionan a continuación, así como el instrumento de medición utilizado para cada una:

MAGNITUD	INSTRUMENTO
Corriente	Amperímetros
Voltaje	Vóltímetros
Frecuencia	Frecuencímetros
Factor de Potencia	Medidores de Factor de Potencia
Potencia Activa y Reactiva	Wáttmetros y Vármetros

En las subestaciones donde se manejan magnitudes de corriente y voltaje muy elevado se utiliza un equipo especial, con la capacidad de soportar dichas magnitudes y de censarlas con una gran precisión, estos son los transformadores de corriente y potencial

1.2.1.- Transformadores de Corriente

El transformador de corriente trabaja bajo el principio de inducción electromagnética, tiene un devanado primario y uno secundario, la construcción de un TC es a partir de una barra que se conecta en serie con la línea, y ésta pasa a través de un devanado en forma de toroide o anillo, el cual es el devanado secundario, pueden haber 2 o más devanados del lado secundario. En la *Figura 1.2.1* se observa la construcción del devanado primario y secundario.

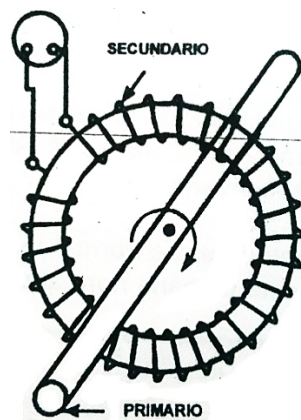


Figura 1.2.1.- Construcción de un Transformador de Corriente

Se construyen de diferentes relaciones de transformación para diversas magnitudes del lado primario, y por el lado secundario se conecta hacia los instrumentos de medición. En la *Figura 1.2.2* se puede observar la forma de conexión de un TC.

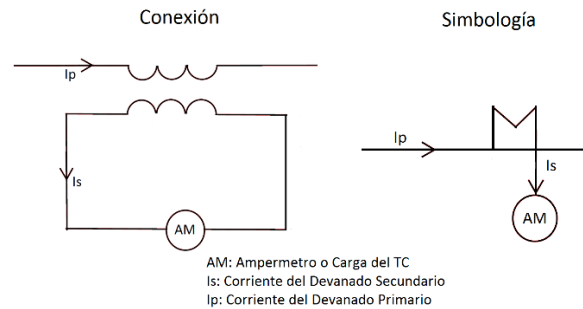


Figura 1.2.2.- Conexión y Simbología de un Transformador de Corriente

Los transformadores de corriente son usados para alimentar los aparatos de medición o de protección los cuales son alimentados de forma independiente, aun cuando ambos podrían estar alimentados del mismo devanado secundario, la diferencia se debe a la precisión requerida. En México por norma deben de tener una corriente del lado secundario de 5A. En la *Figura 1.2.3* se puede observar un Transformador de Corriente instalado en una subestación. Las características más importantes de un TC son las siguientes:

- Relación de Transformación
- Designación y Clase de Precisión
- Numero de Devanados
- Carga o Burden



Figura 1.2.3.- Transformador de Corriente

1.2.2.- Transformadores de Potencial

Un transformador de potencial es un dispositivo que trabaja con voltaje y está destinado a la alimentación de aparatos de medición y/o protección, el devanado primario se conecta en paralelo con la línea, y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de potencial de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Este equipo cuenta con diversas relaciones de transformación, para usarse en diferentes niveles de tensión. En la *Figura 1.2.4* se observa la conexión y simbología del mismo.

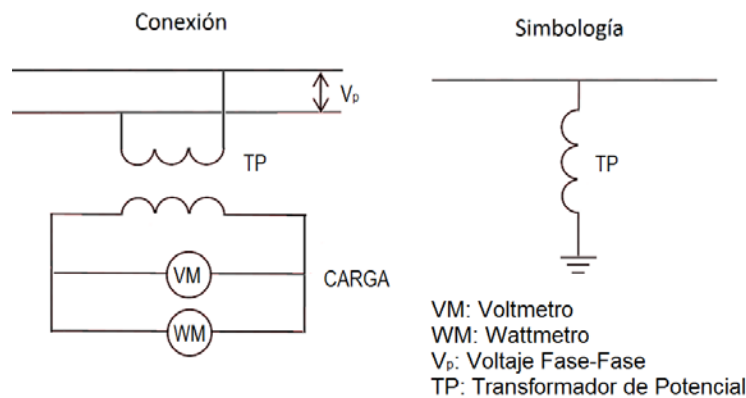


Figura 1.2.4.- Simbología y conexión de un Transformador de Potencial

El TP tiene terminales primarias que se conectan de fase a fase o de fase a tierra, y terminales secundarias a las cuales se conectan a los aparatos de medición. En México el voltaje normalizado del lado del secundario es de 120 V. Físicamente la construcción de estos consiste en dos devanados de cobre con un núcleo magnético con aislamientos de resinas sintéticas, para tensiones superiores a 33 kV se utilizan aislantes como el SF₆ o entre otros, hay dos tipos de transformadores de Potencial, los capacitivos y los Inductivos.

1.2.2.1.- Transformadores de Potencial Inductivos

Un Transformador de Tensión Inductivo consiste en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. En la *Figura 1.2.5* se observa la construcción de un Transformador de Potencial Inductivo.

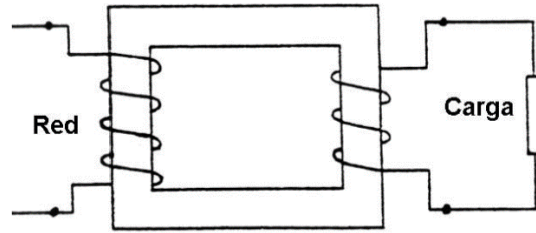


Figura 1.2.5.- Esquema de un Transformador de Potencial Inductivo

El tamaño de los TP Inductivos está determinado por la tensión del sistema y el aislamiento del arrollamiento primario, a menudo excede en volumen al arrollamiento mismo. Los transformadores de potencial no difieren en mucho de los transformadores de potencia en cuando a elementos constructivos básicos se refiere. En la *Figura 1.2.6* se puede observar un transformador de potencial inductivo conectado en paralelo con la línea.



Figura 1.2.6.- Transformador de Potencial

1.2.2.2.- Transformadores de Potencial Capacitivos

Estos transformadores se componen de un divisor de tensión capacitivo, consistente en varios capacitores conectados en serie, contenidos dentro de aisladores huecos de porcelana, con el fin de obtener una tensión intermedia. En este punto de acceso a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un transformador de tensión intermedia, igual que uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor. El transformador puede tener 1, 2 ó 3 secundarios según los casos y modelos.

Cuando se trabaja con tensiones nominales elevadas, iguales o superiores a 220 kV se suelen utilizar transformadores de tensión capacitivos [6]. En la *Figura 1.2.7* se observa la construcción de un Transformador de Potencial Capacitivo.

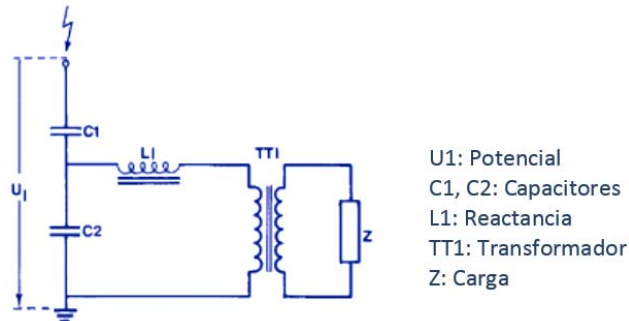


Figura 1.2.7.- Esquema de un Transformador de Potencial Capacitivo

1.2.3.- Transformador Óptico

El transformador óptico se presenta como una alternativa a los transformadores convencionales. El principio de operación de ésta tecnología está patentada. Algunas de las principales características del transformador de corriente óptico son [7]:

- Corrientes de hasta 4800 A
- Voltajes de hasta 800 kV en CD y 1200 kV en AC
- Ancho de banda extenso, capaz de medir corrientes tanto CD como AC hasta el armónico 100
- Precisión de medida Clase 0.2
- Salida compatible con protocolo IEC 61850
- Evita modos de falla de tipo explosión y situaciones de secundario abierto
- Aislamiento sólido y amigable con el medio ambiente

Este equipo tiene como ventaja la integración con redes inteligentes, es decir tiene una salida digital, la cual va directamente a los IED's y se comunica a través de fibra óptica. Por otra parte este tipo de transformador solo representa el 10% del peso de un transformador en aceite. En la *Figura 1.2.8* se observa un transformador óptico.



Figura 1.2.8.- Transformador Óptico [8]

1.3.- Comunicación

Una vez teniendo la información recabada por equipos que monitorean las condiciones de la subestación, se envía a los diversos equipos de control o protección que la requieran.

La comunicación entre estos equipos debe de ser rápida y confiable, con la finalidad de que la información llegue a su destino, para ello se utilizan métodos y una diversidad de equipos especiales que con el paso del tiempo han ido mejorando.

Las primeras formas de comunicación fueron realizadas por fabricantes que proponían estándares propietarios, los cuales solo funcionaban con sus equipos; si se querían usar equipos de diferentes fabricantes la comunicación entre ellos era muy complicada.

Para darle solución a este problema, tenía que haber un acuerdo entre los fabricantes, lo cual era muy difícil, por lo cual la Organización Internacional de Normalización o ISO, creo un modelo abierto de comunicación llamado OSI.

La comunicación puede ser entre la misma subestación u otras subestaciones. Esto se hace para comunicarse con los equipos de protección, control y medición de la subestación colindante, esto se puede hacer mediante:

- Hilopiloto
- Microondas
- Onda Portadora por Línea de Potencia

El comunicación por hilo piloto consiste en un par de conductores torcidos que enlazan las dos terminales de una línea. Puede ser instalado en las estructura de la línea de transmisión o ser tendido a lo largo del mismo derecho de vía. La principal función es como teleprotección ya que se usa para la comunicación de protecciones entre subestaciones. Se usa en líneas cortas de menos de 20 Km, dado que una desventaja es que es muy costosa [9].

La comunicación por microondas consiste en un sistema de señales que se propagan a altas frecuencias, estas señales operan a 2, 6 y 12 GHz [10]. Se emplean generalmente para comunicación de voz y para la transmisión de grandes cantidades de información, pero sería muy costoso si se usa solo para teleprotección.

La comunicación por onda portadora consiste en transmitir información a través de la línea de transmisión. Esto se hace por medio de capacitores, los cuales acoplan las señales a la línea, las trampas de onda se instalan del otro extremo de la línea con el fin de filtrar dichas señales. Las señales operan en un rango de frecuencias de 30 a 550 KHz, con una potencia de 1 a 100 Watts, se pueden instalar en tensiones de a partir de 34.5 kV.

1.3.1.- Red de Comunicación

Una red de comunicaciones es un conjunto de medios físicos que permiten la transmisión de datos, audio, video entre equipos a distancia. El usuario siempre va a manejar la información de forma analógica, en caso que hubiera conversión de la forma de la información, esta se haría internamente. La información puede ser transmitida en forma digital, analógica o mixta a través de ondas electromagnéticas o algunos otros medios, como el aire, el vacío, cable de cobre, Ethernet o fibra óptica.

Dado que la finalidad de la red de comunicación es la transmisión de datos, hay términos importantes que se deben definir, como la capacidad de transmisión, la cual consiste en la velocidad de la transmisión de la información, es decir, el número de bits por segundo que pasa a través de la red.

Las redes se pueden clasificar de diferentes maneras. Las principales clasificaciones son:

- Por su extensión: Redes de área personal (PAN), local (LAN), extensa (WAN)
- Por su topología: Estrella, bus, anillo, malla, mixta
- Por su conexión física: se clasifican en redes punto a punto (unicast) y redes multipunto o de difusión (broadcast)
- Por su técnica de transmisión de datos: líneas dedicadas, circuito conmutado o paquetes conmutados
- Por su uso: se clasifican en redes privadas o corporativas y redes públicas

La topología de una red es el diseño de las comunicaciones entre los nodos de la red. En la *Figura 1.3.1* se observan las topologías de red más usadas, donde los puntos representan los equipos y la líneas son los medios de comunicación.

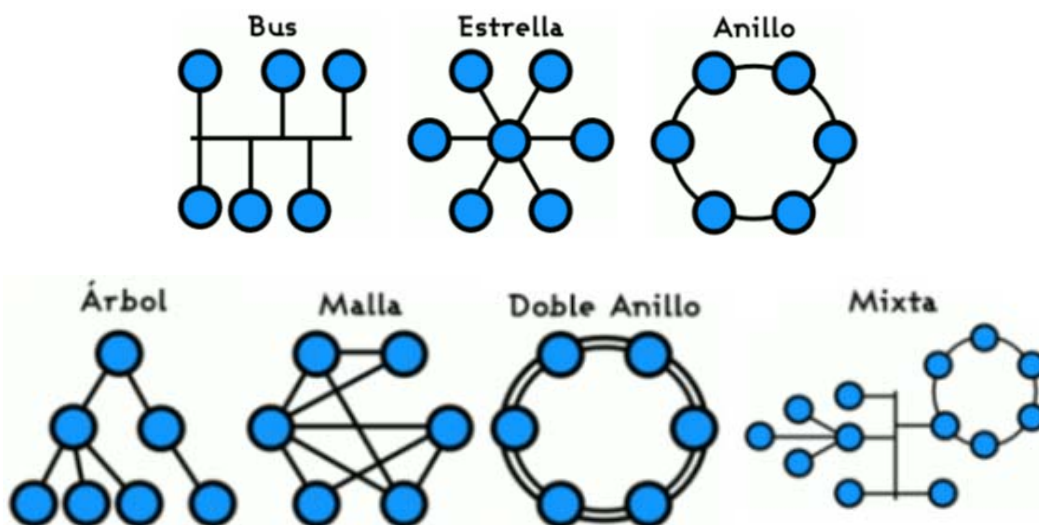


Figura 1.3.1.- Topologías de red

Otra característica importante en las redes es la conexión física, o métodos de transmisión, estos se clasifican en:

- Unicast: Comunicación uno a uno, se refiere a que la comunicación es exclusivamente desde el equipo central a uno solo, a pesar de que hallan más equipos conectados en la red.
- Multicast: La comunicación se da entre el equipo central y solamente algunos de los equipos conectados en la red, no necesariamente a todos, dicha comunicación es recíproca.
- Broadcast: Todos los equipos en la red se pueden comunicar simultáneamente.

La comunicación en la subestación va desde el equipo en bahía hasta el centro de control. La información debe estar en la misma red de comunicación, ya sea en forma digital o analógica.

Hay diversos medios de comunicación que se usan para la conexión de las redes, dependiendo el equipo que se va a conectar a la red y del uso que esta va a tener, a ellos se les llama cables de control. Por ejemplo, para la comunicación a nivel bahía, se usan cables de cobre. En subestaciones con tensiones superiores a los 150 kV, el cable se rodea con una cubierta metálica con el fin de blindarlos contra señales externas. La ruta de estos cables puede ser a través de:

- Tubería conduit
- Cables directamente enterrados
- Cables en trincheras
- Cables en charolas

En la red que comunica a los IED's con los diversos equipos de control se usa cable de cobre, fibra óptica, y el más usado actualmente, Ethernet. Estos cables manejan señales de voltajes y corrientes muy bajos.

El cable Ethernet es un estándar muy utilizado en las redes de las subestaciones eléctricas, se le llama par trenzado y no tiene blindaje, consta de ocho alambres, cada alambre está trenzado con otro alambre de cobre, siempre deben de ir en pares, ya que cada par de alambres trenzados representan el camino positivo y negativo de un circuito. Tiene una velocidad de 10 Mbit/s. En la *Figura 1.3.2* se puede observar el trenzado de los 8 alambres y la construcción del cable Ethernet.



Figura 1.3.2.- Cable Ethernet

Por otra parte, dentro de la red también se utiliza la fibra óptica como medio de comunicación, la información que viaja en ella es de forma digital. La fibra óptica está compuesta de filamentos de vidrio o plástico con un espesor de entre 10 y 300 μm . El principio de operación de la fibra óptica es transportar datos por medio de un láser que emite la información y esta viaja a gran velocidad. En la *Figura 1.3.3* se puede observar la construcción física de la fibra óptica. Además, la fibra óptica tiene las siguientes ventajas:

- Una velocidad de hasta 1 Gbit/s
- No sufre afectaciones por interferencias electromagnéticas
- Tamaño y peso menores que el cableado de cobre
- Detección de fallas en la fibra
- Flexibilidad



Figura 1.3.3.- Fibra Óptica

1.3.2.- Arquitecturas de red

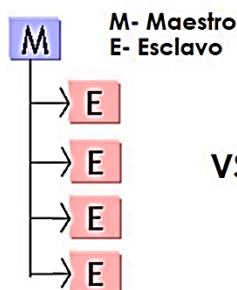
La arquitectura de red es un factor muy importante a considerar en el diseño de la red de comunicaciones, ya que de ella depende que la información llegue a su destino de forma rápida y eficiente.

La arquitectura Esclavo/Maestro se basa en un nodo principal al cual se le llama maestro, este controla y envía información a los demás equipos conectados en la red. El maestro pregunta a cada uno de los esclavos si tiene algo que reportar; esto tenía una desventaja, ya que si el esclavo tenía algo importante que reportar, tenía que esperar su turno en la fila para comunicarlo. Este tipo de arquitectura se usaba más en redes antiguas.

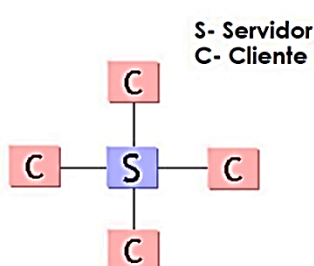
La arquitectura de red Cliente/Servidor está conformada por un servidor que concentra toda la información, y otros dispositivos llamados clientes, los cuales pueden enviar y acceder a la información del servidor. El servidor manda un mensaje, el cual tiene grabado el origen y el destino, además el servidor tiene la capacidad de saber si la información llegó al destino. La ventaja de este tipo de arquitectura es que cualquier dispositivo conectado a la red puede tener acceso a la información.

La arquitectura Publicista/Suscriptor es muy parecida a la anterior, ya que en esta el publicista envía información a la red y todos los dispositivos conectados pueden tener acceso a ella, entonces se convierten en suscriptores, pero ellos deciden si la utilizan o no. La comunicación es recíproca, ya que en algún momento el suscriptor se vuelve publicista. La desventaja de esta arquitectura es que no hay forma de saber si el mensaje llegó a donde se suponía que tenía que llegar. En la *Figura 1.3.4* se observa la representación gráfica de estas arquitecturas de red.

Esclavo/Maestro



Cliente/Servidor



Publicista/Suscriptor

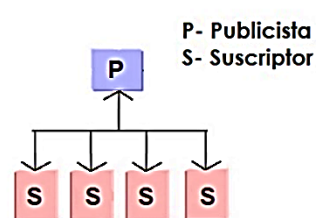


Figura 1.3.4.- Arquitecturas de red

1.3.3.- Protocolos de Comunicación

La automatización hoy en día desempeña una gran función en los sistemas para su desarrollo. Además el que un sistema este automatizado es indispensable para aquellos sectores donde la operación, supervisión y control de sus equipos se encuentra disperso geográficamente, por ejemplo los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Un protocolo de comunicación es el conjunto de normas que especifican la forma de comunicación entre dispositivos. Los protocolos de comunicación pueden ocupar las 7 capas del modelo OSI, o solo una parte de ellas, dependiendo la aplicación que se vaya a dar.

La mejor manera de enviar un mensaje es mandándolo directamente, sin ninguna conversión entre el emisor y el receptor. Hoy en el ámbito de las comunicaciones en subestaciones, todos los protocolos pueden ser recibidos a través de convertidores de protocolos. Sin embargo, los convertidores pueden producir errores en el mensaje e introducir retrasos. La gran cantidad de protocolos hacen que el desarrollo tecnológico tenga que crecer, en especial por parte de los fabricantes y aumentan los costos de operación y de mantenimiento.

Dos equipos de diferentes marcas se pueden comunicar solo si usan el mismo protocolo, es por ello que hay una gran cantidad de protocolos; los cuales pueden dividirse en dos categorías: protocolos propietarios y abiertos.

Los protocolos propietarios se desarrollan, pertenecen y son controlados solo por el fabricante. Al hablar de un protocolo propietario significa que un pequeño grupo de empresas controla el uso total de la tecnología.

A mediados de 1980, las empresas se enfrentaron a problemas serios debido a su expansión caótica. Resultaba cada vez más difícil que las redes que usaban diferentes especificaciones pudieran comunicarse entre sí. Entonces, estos se dieron cuenta que

necesitaban salir de los sistemas propietarios. En el mercado existen diversos protocolos de comunicación de diversos fabricantes, por ejemplo:

- EDMOBUS.- Protocolo para controladores
- FIPCX344 IPCx344.- Protocolo para sistemas inteligentes
- FSILE.- Protocolo para la comunicación de drivers de PLC
- HIMPSAT IMPSAT.- Protocolo para la comunicación de satélites
- WACTION.- Protocolo para de instrumentos de medición
- WDATATRL.- Para transmisión de datos de equipo externo
- WINTER.- Protocolo para la comunicación de módulos
- WSINGFUL.- Protocolo para comunicar equipo marca SINGULAR
- WTECMO.- Para la comunicación de equipo marca TECMOCONTROL
- XABBT200.- Para la comunicación de equipo marca procontic T200
- XFPMOD FISCHER & PORTER.- Para el control de moduladores
- XOPTOMUX.- Para la comunicación de equipo marca OPTOMUX
- XS5CP521.- Para la comunicación de equipo marca SIEMENS Simatic
- XSCD80 CAIPE SCD 80.- Para la comunicación de PLC's
- XUDC3000.- Comunicación de equipo marca HONEYWELL UDC3000
- XYOKOUT.- Comunicación de equipo marca Yokowaga UT-Series
- YMORETTI.- Comunicación de medidores de peso marca Moretti
- YTECMES TECMES DIG-02.- Protocolo para la comunicación de estaciones

Dichos protocolos a lo largo de la historia se han creado y desarrollado para diferentes propósitos, la selección de cada uno de estos depende de los requerimientos en su aplicación.

Los protocolos abiertos significan que el uso libre de la tecnología está disponible para todos. Gracias a esto se pueden comunicar dos dispositivos de diferente fabricante. A lo largo de la historia, los protocolos abiertos se han desarrollado y mejorado, ya que la cantidad de equipos electrónicos utilizados en la subestación ha ido en aumento y la información ha aumentado. Por lo tanto se necesitan protocolos que procesen la información más rápido. Los protocolos actualmente utilizados en subestaciones son DNP3 e IEC 61850. A continuación se mencionan otros protocolos abiertos que han sido utilizados y actualmente se encuentran en operación en subestaciones antiguas.

El protocolo ASCII es de gran simplicidad, por lo tanto es utilizado en instalaciones pequeñas, usa solo una unidad maestra para controlar remotamente. Tiene la desventaja que es muy lento y solo puede procesar hasta 32 unidades remotas y tiene una velocidad de transmisión de entre 300 y 1200 bps.

El protocolo Modbus fue desarrollado antes que el modelo de referencia OSI, pero se puede identificar con que solo cuenta con 3 capas, tiene un control centralizado con una estación maestra que puede comunicarse con hasta 247 unidades remotas, no tiene un medio de transmisión definido así que el usuario lo define [11].

El protocolo Conitel 20-20 es usado para la supervisión y control de sistemas SCADA, así tiene una topología punto a punto y multipunto, pudiendo enviar mensajes de 31 bits a diferentes puntos al mismo tiempo, tiene un máximo de 15 nodos y una velocidad de 1200 bps.

El protocolo UCA 2.0 fue creado en la década de los 90's, se basa en el modelo OSI y este puede trabajar con varios protocolos en los niveles de enlace y medios físicos distintos sin afectar a los protocolos usados en las capas superiores. Entre las desventajas de este protocolo están la complejidad para integrarse con otras tecnologías.

El protocolo IEC 60870 se basa en 4 de las capas del modelo OSI, usa el Ethernet como medio de transmisión y permite enviar mensajes por telecontrol. Esta norma tiene 6 secciones en las cuales en cada una de ellas se especifican las características técnicas de la red.

El protocolo Profibus es el estándar encargado de la comunicación con equipo de campo, la información se transmite mediante un par de cobre trenzado con una velocidad de entre 9.6 a 12 Mbps, permite hasta 32 estaciones o más si se usan repetidores [12].

En la subestación existen una gran cantidad de dispositivos que se tienen que comunicar, es por ello que la comunicación se divide en niveles. Cada nivel se creó para dar solución a un tipo de problema en particular, ya que se comunican diferentes tipos de equipos. Los niveles de comunicación son los siguientes:

- Comunicación en campo, es la comunicación entre el equipo primario y los IED's, en este caso el protocolo que se utiliza es el Profibus
- Comunicación bahía, es la comunicación entre los IED's, en este caso el protocolo que se utiliza es el IEC 61850.
- Comunicación subestación, es la comunicación entre los IED's con la SCADA o control de subestación, aquí se utiliza en protocolo DNP3.
- Comunicación con niveles superiores, es la comunicación de la subestación con los centros de control y lo hace con el protocolo DNP3.

Actualmente en México la Especificación CFE V6700-62 en su apartado 7.2.1.3.1.1, "Redes de comunicación local con protocolos abiertos para interrogación de IED's" [13]. Establece los protocolos de comunicación a utilizar en las nuevas subestaciones, la cual

indica lo siguiente: La comunicación hacia los IED's de protección y medición debe hacerse con protocolos abiertos y cumpliendo con los siguientes estándares:

- a) IEC-61850.
- b) DNP 3.0 nivel 2.
- c) IEC 60870-5-101, 103 o 104.

1.3.4.- Modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI)

Durante el paso del tiempo las redes de comunicación han utilizado hardware y software diferentes, como resultado de ello fue que las redes eran incompatibles a la hora de comunicarse entre sí. Para darle solución a este problema la ISO realizó investigaciones en los esquemas de red, el objetivo era crear un modelo de red, el cual su pudiera implementar en las redes para que se pudieran comunicar y trabajar en conjunto, es decir, la interoperabilidad, así nació en 1984 el modelo de referencia OSI.

El modelo OSI es el principal marco de referencia mediante el cual se pueden comunicar diversos sistemas microprocesados, existen otros modelos, pero en la actualidad la mayoría de los fabricantes basan sus productos en el modelo OSI.

El modelo OSI basado en 7 capas, cada una de ellas dicta los parámetros y características técnicas bajo las cuales se han de regir las comunicaciones. Dichos parámetros se convierten en reglas fundamentales para los fabricantes de equipos, con la finalidad de que todos los equipos de diferentes fabricantes sean compatibles a la hora de comunicarse. Entre las ventajas de dividir un modelo de red en capas están las siguientes:

- Divide la comunicación de red en partes más pequeñas y sencillas.
- Normaliza los componentes de la red para permitir productos de diferentes fabricantes.
- Permite la comunicación entre hardware y software diferentes.
- Cuando se hace un cambio en alguna capa no se afectan las demás capas.

Las 7 capas del modelo OSI son:

- Aplicación
- Presentación
- Sesión
- Transporte
- Red
- Enlace
- Física

Capa 7: La capa de aplicación es la capa que trabaja con la interfaz entre el usuario y la máquina, es la que convierte la información dada por un software a un lenguaje entendible por el modelo OSI, o viceversa. Suministra los servicios de red a las aplicaciones de usuario. La diferencia de esta con otras capas es que no proporciona estos servicios a ninguna otra capa del modelo.

Capa 6: La capa de presentación se ocupa de los aspectos de sintaxis y semántica de la información que se transmite, también es tarea de este nivel la codificación de los datos para posibilitar la comunicación de diferentes dispositivos con diferentes representaciones de datos, en esta capa también se puede dar la comprensión de datos, de igual forma traduce de varios formatos a un solo formato en común.

Capa 5: La capa de sesión permite que diferentes dispositivos puedan establecer sesiones entre ellos. Una sesión podría permitir al usuario acceder a un sistema de forma remota o transferir información entre dos dispositivos. Además, esta capa se encarga de la sincronización entre el origen y destino de los datos.

Capa 4: La capa de transporte consiste en recibir la información de la capa de sesión, dividirla en fragmentos más pequeños, pasarlos a la capa de red y asegurar que lleguen correctamente al otro extremo, además, se utilizan dispositivos de detección y recuperación de errores de transporte.. El otro extremo funciona de la misma manera pero de forma inversa. A partir de aquí las capas siguientes se encargan del transporte de datos.

Capa 3: La capa de red proporciona conectividad y selección de ruta entre dos dispositivos que pueden estar ubicados en redes geográficamente distintas. Se determina cómo encaminar los paquetes del origen al destino, pudiendo tomar distintas soluciones. Esta capa soluciona problemas como el control de la congestión e interconexión.

Capa 2: La capa de enlace corrige errores, se ocupa del direccionamiento físico, la topología de red, el acceso a la red, la notificación de errores, entrega ordenada de tramas y control de flujo. El dispositivo emisor divide la entrada de datos en tramas, las transmite en forma secuencial y procesa las tramas devueltas por el receptor. También se debe evitar en esta capa que, el dispositivo emisor sature con datos a un receptor lento.

Capa 1: La capa física define las especificaciones eléctricas y mecánicas de la conexión física de los dispositivos, para la transmisión de bits a lo largo del canal de comunicación, si se envía un bit por el canal, se debe recibir el mismo bit en el destino. En esta capa entran los cálculos eléctricos y mecánicos para determinar el nivel del voltaje al que se va a transmitir.

En la *Figura 1.3.5* se aprecia la comunicación de dos dispositivos (A y B) comunicados con el modelo OSI y sus 7 capas, se observan la comunicación de cada una de sus capas, y solo los dispositivos intermedios interconectan las primeras 3 capas.

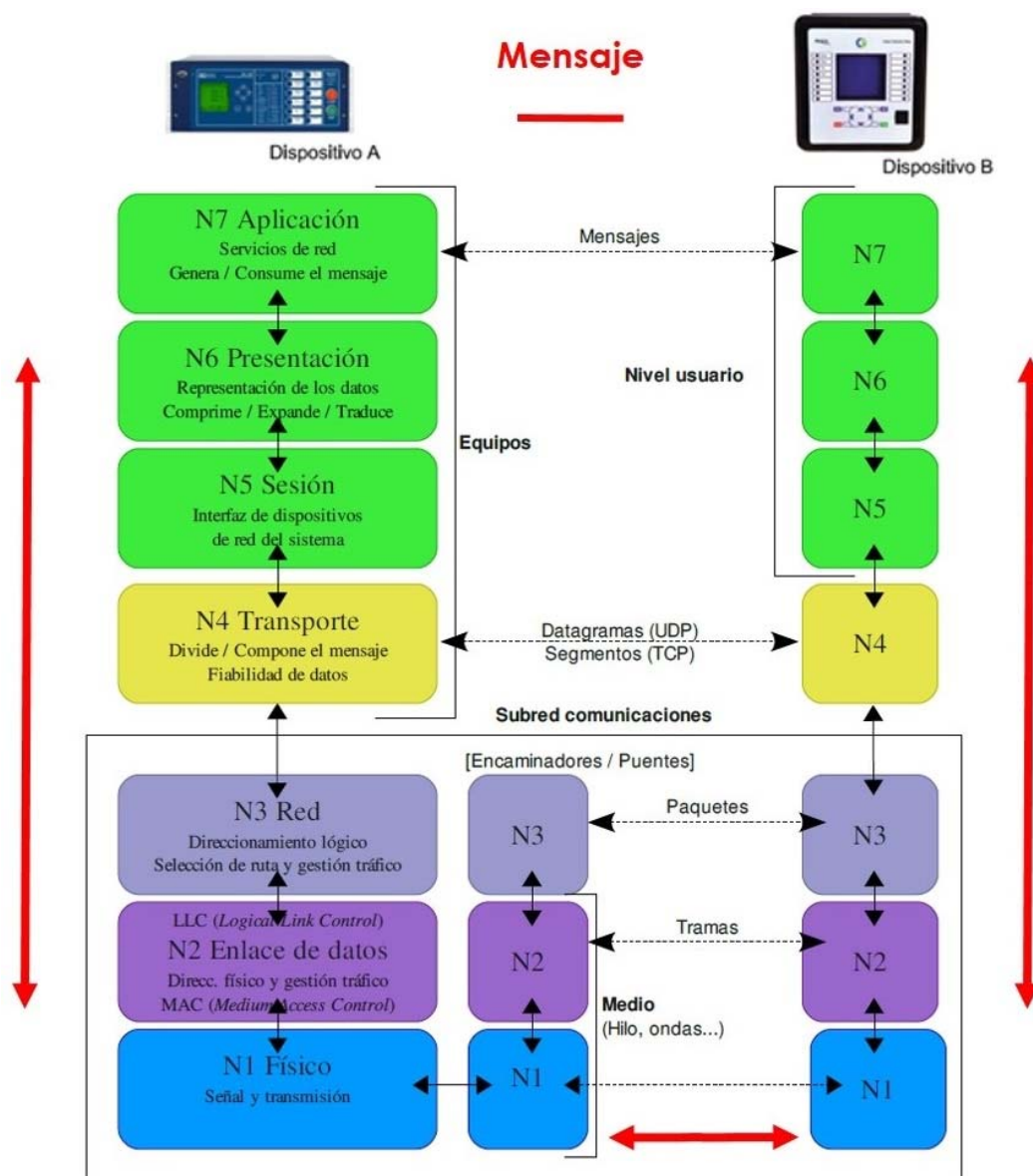


Figura 1.3.5.- Comunicación a través del modelo OSI

1.4.- Protección

Todos los sistemas eléctricos de potencia están propensos a sufrir alguna falla del tipo eléctrico, ya sea por una descarga atmosférica o algún fenómeno físico que interfiera con el funcionamiento normal del sistema. Por esta razón necesitan ser monitoreados para conocer cuando se estén comportando de una manera diferente, así prevenir y tomar acciones para evitar el daño al equipo.

Hay diferentes maneras para lograr esto, evidentemente se usa la más eficiente y precisa, ya que algún daño en el equipo de la subestación se traduce en pérdidas económicas y como resultado un mal servicio. La parte importante en estas acciones de protección la realizan los relevadores, los cuales detectan una falla y llevan a cabo la acción de desconexión del circuito y así aislar la falla.

En el sistema eléctrico de potencia existen diversos equipos eléctricos expuestos a fallas, los cuales se les debe de proteger, por ejemplo generadores, líneas de transmisión, transformadores de potencia, buses y banco de capacitores. Para cada equipo hay una forma en particular de protegerlos y eso se calcula a partir de las características físicas de su construcción. Todos estos elementos al momento de una falla por estar en la misma red tienen el riesgo de resultar dañados, es por eso que existen las zonas de protección, las cuales solo tienen el alcance para aislar la falla dentro de cierta zona a su elemento protegido [14].

Un ejemplo se observa en la *Figura 1.4.1*, la cual nos muestra una red eléctrica, las líneas punteadas hacen referencia a las zonas de protección y estas son delimitadas por los interruptores de potencia, cada elemento tiene su propia protección.

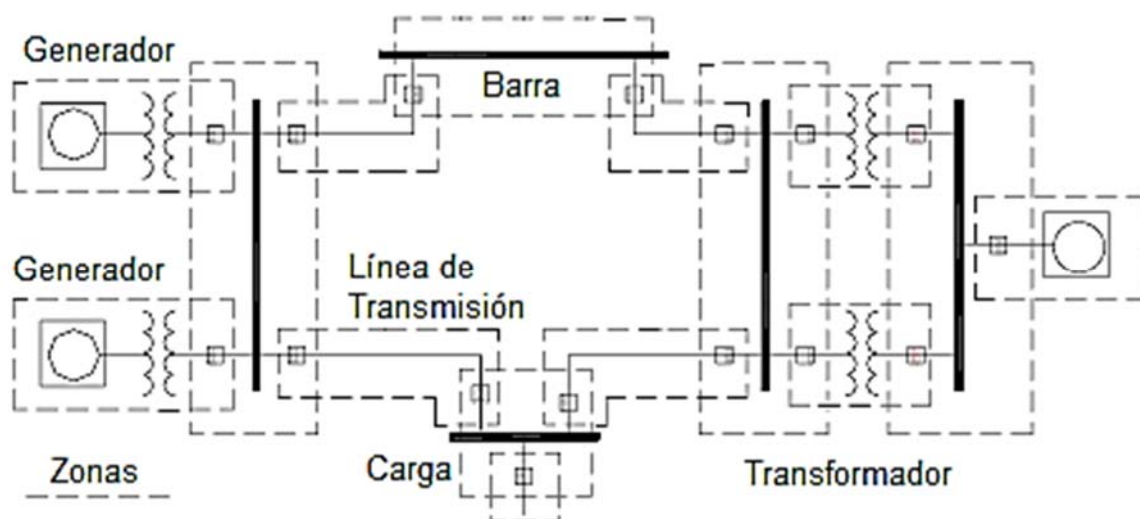


Figura 1.4.1.- Zonas de Protección

Los elementos que conforman el sistema de protecciones son los siguientes:

- Alimentación o baterías (220/120 VCD)
- Cables de Control
- Interruptores de Potencia
- Transformadores de Corriente y Potencial
- Relevadores

1.4.1.- Relevadores

El relé o relevador es un dispositivo que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico. Su principio de operación se basa en una bobina con un núcleo magnético, el cual al inducir corriente en la bobina se desplaza, en uno de sus extremos tiene un par de contactos los cuales al desplazarse hacen contacto, y así cierran el circuito de disparo, además cuentan con derivaciones en la bobina, para poderlos ajustar a diferentes corrientes.

Dado que el relé es capaz de controlar un circuito de salida de mayor potencia que el de entrada, puede considerarse, en un amplio sentido, como un amplificador eléctrico.

Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

- Atracción Electromagnética
- Inducción Electromagnética
- Estado Sólido

La tecnología día con día se va innovando, creando nuevos equipos con mayores funciones y reduciendo el tamaño, las subestaciones eléctricas no están a salvo de estos cambios, antiguamente se manejaban equipos puramente mecánicos que con el paso del tiempo han sido reemplazados por equipos electrónicos.

Los relevadores de protección que actualmente se usan se llaman IED's, un IED es un Dispositivo Electrónico Inteligente, que utiliza la tecnología de un microprocesador, gracias a esto se puede realizar varias funciones como la de protección, control y medición. En la *Figura 1.4.2* se puede ver la construcción física de los actuales IED's.



Figura 1.4.2.- IED's actuales de diferentes fabricantes

Anteriormente se utilizaba un dispositivo independiente para cada función requerida, por ejemplo, un solo dispositivo contenía solamente una función de la protección, si se requerían varias funciones de protección, tendrían que combinar una cantidad más grande de relevadores de protección.

Un IED típico puede contener alrededor de 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control, controlar diversos equipos, medición, una función de “autocierre” y las funciones de comunicación. El tiempo de operación de este tipo de relevadores es aproximado a 1 milisegundo [15].

Los IED’s reciben datos de los transformadores de instrumento u otros sensores y puede informar a los comandos de control, tales como el estado de los interruptores, disparos cuando se producen fallas, o alguna otra anomalía. Algunos IED’s se diseñan para apoyar a la norma IEC61850 para la automatización de la subestaciones.

En la *Figura 1.4.3* se puede observar un ejemplo del panel de botones que tienen los IED’s para controlar el equipo en bahía. Mediante los IED’s se pueden realizar las siguientes funciones de control:

- Control remoto del interruptor y cuchillas
- Botones pulsadores para control
- Esquemas de enclavamientos

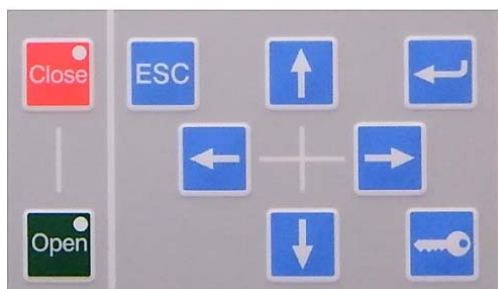


Figura 1.4.3.- Botones de Control del IED [16]

En la *Figura 1.4.4* se pueden observar las salidas de los puertos de comunicación de fibra óptica, Ethernet, puerto serial y cobre que tienen los IED’s para conectarlos a la red, estos se encuentran ubicados en la parte trasera.



Figura 1.4.4.- Puerto de Comunicación del IED [16]

Los IED's tienen las siguientes características de comunicación:

- Se puede conectar mediante Ethernet RJ45
- Configuración del IED usando un puerto frontal
- Acceso al IED usando la interface de WEB HMI
- LED de indicación para la transferencia de datos
- Detección automática de dirección IP

Los IED's también tienen la función de medición de las magnitudes eléctricas, se conectan los transformadores de instrumento a los IED's y estos muestran los parámetros eléctricos en un display. La *Figura 1.4.5* muestra el display de un IED con los parámetros de medición, tales pueden ser:

- Voltaje fase a fase
- Voltaje residual
- Factor de potencia
- Potencia activa, reactiva y aparente con precisión del 1.5%.
- Energía activa y reactiva con precisión del 1.5%
- Valores acumulados de energía bi-direccionales
- Valores mostrados en cantidades primarias
- Conexiones a los TP fase a fase o fase a neutro

REM615	
IA-A	0.0
IB-A	0.0
IC-A	0.0
IG-A	0.0
VG-kV	0.000
VAB-kV	0.000
VBC-kV	0.000
VCA-kV	0.000
S-kVA	0.0

Figura 1.4.5.- Display con los parámetros de medición [16]

1.4.2.- Principales protecciones

El sistema eléctrico de potencia está compuesto de diversas secciones, los elementos principales son: Generadores, transformadores y líneas de transmisión; a los cuales se les debe de proteger de posibles daños ocasionados como: fallas de cortocircuito, línea abierta, circuitos resonantes o alguna otra anomalía como las sobrecargas, baja o sobre frecuencia, oscilación de potencia y pérdida de sincronismo. Se diseña la protección en base al comportamiento del equipo durante la falla. A cada protección se les asigna un número, el cual se le llama número ANSI. Los números ANSI se utilizan para identificar las funciones de cada elemento, a continuación se explican las protecciones más utilizadas.

La protección de sobrecorriente instantánea o de tiempo cero, con número ANSI 50, trabaja con corriente. En una falla eléctrica la corriente tiende a aumentar y cuando la magnitud de la corriente de falla es superior a la corriente de ajuste, o también llamada corriente de *pick up*, el relevador manda el disparo para la apertura del interruptor en un tiempo de prácticamente cero.

La protección de sobrecorriente de tiempo inverso o tiempo definido, con número ANSI 51, funciona igual que la protección de sobrecorriente, a diferencia que ésta tiene un retardo. El retardo se debe a que en algunas aplicaciones como el arranque de motores, la corriente llega a un máximo por un instante, y después de un tiempo la corriente se normaliza, en este caso se define un tiempo de retardo en lo que la corriente se normaliza. Si después de este tiempo la corriente no se normaliza la protección se dispara. El tiempo de retardo está definido por las curvas características y dicho tiempo se puede ajustar.

La protección de distancia con número ANSI 21 es llamada de distancia, esta protección es para líneas de transmisión, trabaja con voltaje y corriente, tiene 4 zonas de protección en el que el 100% de la línea debe estar dentro de ellas. Una línea de transmisión tiene una impedancia proporcional a su longitud, al momento de una falla, el relevador calcula la impedancia a partir del cociente entre el voltaje y la corriente, a partir de esto se

determina la distancia en donde ocurrió la falla y tiene la capacidad de discriminar las fallas fuera de su zona de protección.

La protección con número ANSI 87, llamada protección diferencial, se usa para la protección de barras, líneas, reactores y transformadores. Lo que hace esta protección es una comparación de corrientes entre una zona, la cual es definida por dos TC's, compara la corriente que entra con la que sale de la zona. En condiciones normales la corriente que entra es de la misma magnitud a la que sale, pero si las corrientes son diferentes significa que hay una falla eléctrica y el relevador manda un disparo al interruptor, protegiendo a los elementos dentro de esa zona.

La protección direccional con número ANSI 67, es una protección de sobrecorriente que aísla la falla cuando el flujo de la corriente va en un solo sentido, trabaja con corriente y con voltaje. El voltaje sirve para dar la direccionalidad y se usa para proteger líneas de transmisión, transformadores y motores. Es por eso que se usa como protección de respaldo.

1.5.- Control en Subestaciones

La subestación necesita ser controlada, esto se logra a través de diferentes equipos, grandes, complejos y con los IED's, junto con el control distribuido. El control de una subestación se divide en tres niveles de control, los cuales se pueden observar en la *Figura 1.5.1.*

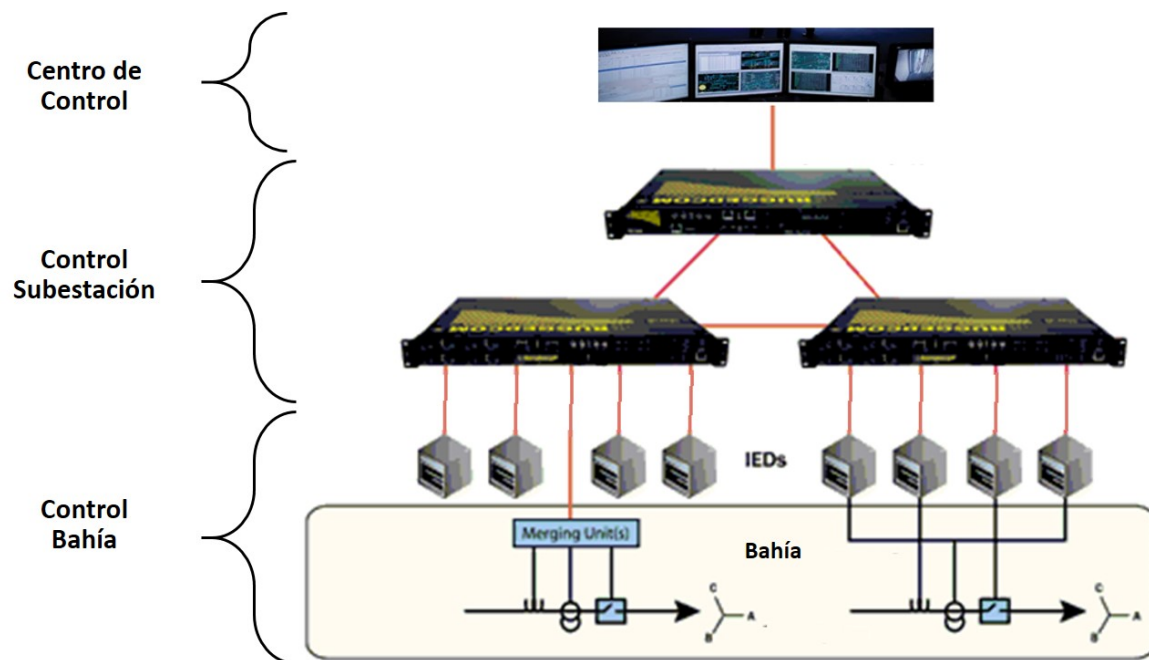


Figura 1.5.1.- Niveles de Control

1.5.1.- Niveles de Control

El nivel de control de bahía se conforma de los IED's, que están conectados directamente a los equipos en patio, los cuales se encargan de las funciones de protección y control de las bahías. A cada bahía le corresponde un IED, estos concentran los datos digitales y analógicos y mantienen monitoreado a los elementos dentro de la bahía. Así mismo, desde los IED's se puede controlar la bahía, por ejemplo hacer mandos de cierre y apertura de interruptores y cuchillas. El IED también envía información a niveles superiores y estos pueden bloquear o permitir el control a nivel bahía.

El nivel de control subestación se encarga de las funciones de operación y monitoreo de todas las bahías, mediante datos recopilados por los SCADA. Los operadores a partir de esta información se encargan de las maniobras y monitorean estas órdenes mediante la HMI.

El nivel de centro de control es donde se concentra la información de varias subestaciones. Desde este nivel se pueden controlar de forma remota cualquier subestación, es por eso que, este nivel es el más alto en la jerarquía de control para subestaciones. Para hacer cualquier maniobra en alguna subestación se debe de avisar al centro de control.

1.5.2.- Equipos de Control

Para el control de la subestación se utilizan diferentes equipos, el trabajo de dichos equipos es concentrar toda la información de la subestación, y con ella hacer las maniobras necesarias. Estos equipos a través del tiempo han ido mejorando, teniendo más funciones, son menos complejos y más pequeños. A continuación se mencionan los equipos más importantes que conforman el área de control.

El sistema SCADA es un software para la adquisición de datos, la función principal del SCADA es la supervisión y monitoreo de algún proceso, así como una mejora en la información, ya que tiene un sistema de retroalimentación. Un sistema SCADA incluye un hardware de señal de entrada y salida, controladores, interfaz hombre-máquina, redes, comunicaciones, base de datos y software. La principal cualidad es que tiene enlaces con los niveles superiores.

La información de la bahía es recabada por los IED's o UTR's, la información obtenida es enviada al servidor SCADA mediante un bus, al llegar al SCADA almacena la información como un historial de eventos, así la información puede ser consultada en cualquier momento.

La UTR tiene la función de procesar la información recibida por los equipos en bahía y enviarla a la estación central, tiene una función similar al sistema SCADA, a diferencia que un UTR no procesa la información tan rápido como el SCADA, es por eso que trabaja con protocolos más antiguos como el MODBUS.

La HMI es la interfaz por la cual se controla la subestación, esta interfaz puede ser un software desde una computadora, un panel de control e incluso dispositivos como PDA's. Después de que el sistema SCADA procesa la información recabada, se tiene que presentar esta información de forma que el operador la entienda, así se puede controlar la subestación de manera remota.

El MCAD permite el intercambio de datos entre los IED's, además tiene la función de supervisión, control y adquisición de datos provenientes de los equipos eléctricos en bahía y equipo auxiliar de subestaciones, también tiene la capacidad para almacenar registro de eventos, cambios de estado y ejecución de controles [17].

En la CCL se obtienen las funciones de supervisión y control de la subestación. La CCL muestra el estado de la subestación al operador a través de acceso a comandos, eventos y alarmas en la pantalla. La información es alimentada directamente desde los MCAD o IED's. Este nivel de control se queda solo en la subestación a diferencia del sistema SCADA.

La Consola de Ingeniería tiene la misma funcionalidad que la CCL, a diferencia que contiene el software para configuración y acceso a la información de los IED's a través de la red LAN, así como para la configuración del sistema CCL, servidor SCADA y MCAD's.

Los switches son los encargados de la interconexión de los equipos a la red LAN. Un switch se puede interpretar como un nodo, ya que muchos dispositivos se pueden conectar en él. Este dispositivo opera en la capa de enlace de datos del modelo OSI.

El Gateway es una puerta de enlace, ya que su función es la de convertidor de protocolos. Gracias a los Gateway's es posible la comunicación de dos dispositivos con protocolos de comunicación diferentes.

El SICLE es el encargado del control local de la subestación a través de todos los equipos de control, es por ello que el servidor SCADA, CCL, CI, switches y MCAD's tienen que estar conectados a la red LAN para asegurar el intercambio de información entre el operador y el equipo en bahía [18].

El telecontrol es el conjunto de dispositivos para la comunicación entre subestaciones o con el centro de control. Esta comunicación es a grandes distancias y se puede hacer por medio de hilopiloto, onda portadora o fibra óptica, así se puede controlar la subestación de forma remota.

En los tableros PCyM se encuentran físicamente los IED's. MCAD's, switches, relés auxiliares y conmutadores de control, debido a que son encargados de las funciones de protección, control y medición de los equipos en bahía, para ello se basa en las multifunciones de los IED's. Estos tableros se conectan a la red LAN para enviar la información al SCADA.

Los GPS monitorean y sincronizan todos los equipos de la red de la subestación. Establecen el tiempo de sincronización con el de niveles superiores, ya que cuando en la subestación ocurre algún evento, se emite un mensaje con una marca de tiempo exacto en el que ocurrió y dicha marca de tiempo debe de coincidir con el del nivel superior.

Las cajas de interconexión óptica son los dispositivos utilizados para la comunicación mediante fibra óptica, se trata de una charola deslizable para la conexión de hasta 12 fibras ópticas, las cuales forman parte de la red de comunicación de la subestación.

Los nodos de Jerarquía Digital síncrona o SDH son protocolos estandarizados para transmitir datos a largas distancias a través de fibra óptica, estos datos son emitidos mediante la luz de un LED. Este método se usa para remplazar a las comunicaciones por cable de cobre

El Inversor del Sistema de Alimentación de CD/CA proporciona potencia ininterrumpida a los paneles de control, instrumentación, computadoras y equipos de comunicación a un voltaje de 120/240 CA, esto se alimenta a través de una fuente de alimentación de CD o de un banco de baterías.

Capítulo 2

Protocolo de Red Distribuida (DNP3)

El criterio para definir qué protocolo de comunicación se va a utilizar es la estabilidad, porque se necesita que garantice que la información enviada sea recibida de forma completa. DNP3 ha sido diseñado para operar en condiciones como una subestación eléctrica, donde se manejan IED's que deben de comunicarse con un centro de control.

DNP 3.0 es una norma abierta la cual fue diseñada por *Harris Controls Division* en 1990. En 1993 se pone al dominio público. DNP define un método de comando-respuesta para comunicar información digital entre un equipo maestro y otro esclavo. La conexión eléctrica entre dispositivos se conoce como un bus. En DNP existen dos tipos de dispositivos adjuntos al bus: equipos maestro y esclavo. Un dispositivo maestro emite comandos a los esclavos. Un dispositivo esclavo, emite respuestas a los correspondientes comandos procedentes del maestro. Cada bus debe contener exactamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como permitan los estándares eléctricos [19].

Todos los dispositivos en un bus deben operar de acuerdo con los mismos estándares eléctricos. Un estándar es la interfaz entre una unidad maestra y una esclava para el intercambio de datos binarios. Los estándares RS-232C especifican que sólo pueden conectarse a un bus dos dispositivos, es decir se permite únicamente un esclavo, mientras que el estandar RS-485 permiten hasta 32 dispositivos en un bus.

Este protocolo se basa solo en 3 de las siete capas del modelo de referencia OSI, y son suficientes para que los equipos maestros se comuniquen de forma satisfactoria con los IED's. Dichas capas son: la física, enlace de datos y aplicación. Además, se usa una capa extra, conocida como la capa de Pseudotransporte [20].

2.1.- Esquema General de la comunicación con DNP3

En la *Figura 2.1.1* se observa el esquema de un sistema comunicado a través del protocolo DNP3. El camino que recorre un mensaje es, primero se emite por un equipo maestro que manda el mensaje a través de un software de aplicación, lo comunica a la red a través del protocolo DNP3, viaja por la red, después es comunicado nuevamente por el protocolo DNP3 hacia la unidad remota o IED y finalmente este lo interpreta con su software de aplicación. A continuación se explica cada una de ellas.

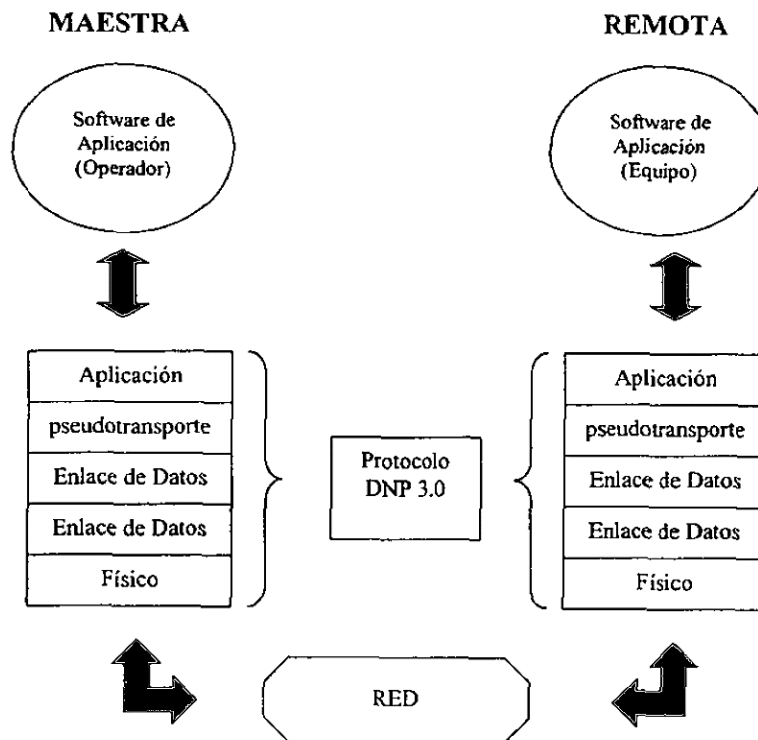


Figura 2.1.1.- Esquema General del Protocolo DNP3 [21-8]

Guiándose con el orden del esquema anterior, primero se observa al software de aplicación, que es el software que ve el operador de la computadora maestra en forma de mímicos y diagramas unifilares. Por el lado remoto, el software propio de cada IED se encarga de las operaciones, o las funciones que este programado a realizar, las cuales pueden ser control, medición y protección. Siguiendo el camino que recorre la información, está el protocolo DNP3 y sus capas, el cual se encuentra entre el software de aplicación y la red, éste realiza las transacciones de información de una forma segura y eficiente.

Por último la red, que es el medio y la forma de interconectar los elementos que desean comunicarse. En el caso del protocolo DNP3 existe una gran diversidad de medios para lograr la comunicación, como son:

- Cable de Cobre
- Fibra Óptica
- Radio
- Línea Telefónica

2.2.- Capas del Protocolo DNP3

Después de ver el esquema general de una comunicación utilizando el protocolo DNP3 y todos los elementos asociados a él, ahora se describen las capas que conforman el protocolo y ver de qué forma se maneja la información, para esto se toman de ejemplo la comunicación entre dos equipos. En la *Figura 2.2.1* se observa la unidad maestra la cual envía una petición al totalizador que funge como la UTR, para solicitar al equipo remoto que envíe los contadores asociados al consumo, la UTR procesara esta información y devolverá los valores del contador.

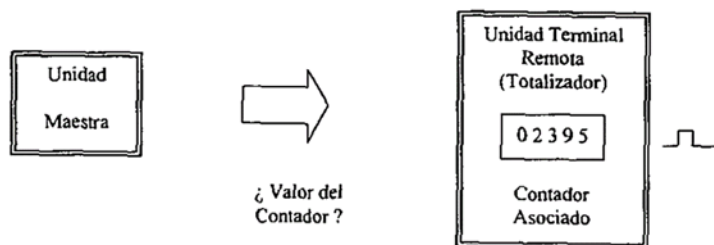


Figura 2.2.1.- Petición al totalizador [21]

En la capa de aplicación se definen los mensajes estandarizados que fluyen entre los equipos, la aplicación de la maestra encapsula el mando para transferirlo al nivel de aplicación remoto. En la *Figura 2.2.2* se observa la forma en que el mando del valor del contador viaja desde la aplicación maestra hasta la aplicación remota. En el diagrama hay una comunicación directa con el equipo remoto, esto es debido a que cada capa de DNP3 es totalmente autónoma, sin embargo la comunicación es descendente.

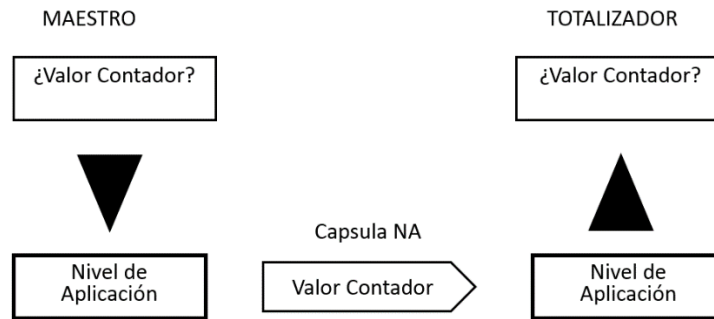


Figura 2.2.2.- Nivel de Aplicación

En la capa de pseudotransporte se recibe la cápsula del mensaje generada por el nivel de aplicación, si esta cápsula es muy grande se divide en varios fragmentos y encapsula cada uno, para que en la capa de pseudotransporte del remoto sea reconstruida la cápsula original, como se observa en la *Figura 2.2.3*, la capa de pseudotransporte no le importa el contenido de la cápsula del nivel superior, solo se preocupa si fragmenta o no la cápsula para su transferencia.

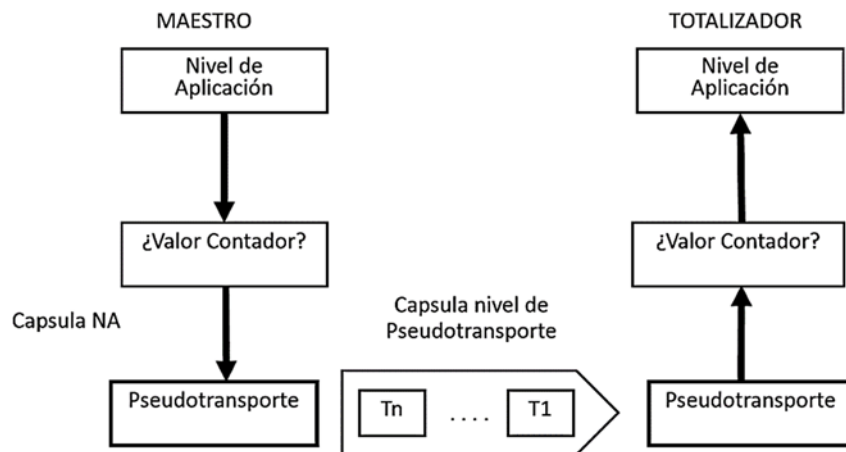


Figura 2.2.3.- Nivel de Pseudotransporte

La capa de enlace de datos es responsable de que no se pierda la conectividad entre dos equipos, maneja la lógica que enlaza al emisor y al receptor, además tiene la capacidad de corregir errores ocasionados por el canal de comunicación. Su función esta descrita en la *Figura 2.2.4*. Este nivel recibe cada uno de los fragmentos del nivel del pseudotransporte y cada uno es una unidad para el nivel de enlace de datos y éste procede a hacer una labor de *control de calidad* empaquetando cada cápsula de la siguiente forma:

1. Toma el mensaje en fragmentos más pequeños.
2. A cada pequeño fragmento le agrega un código de 16 bits para verificación de errores.
3. Junta todos los pequeños fragmentos y antepone una cabecera.
4. Esta cabecera contiene el destino y el origen del mensaje, así como su código de verificación de errores.

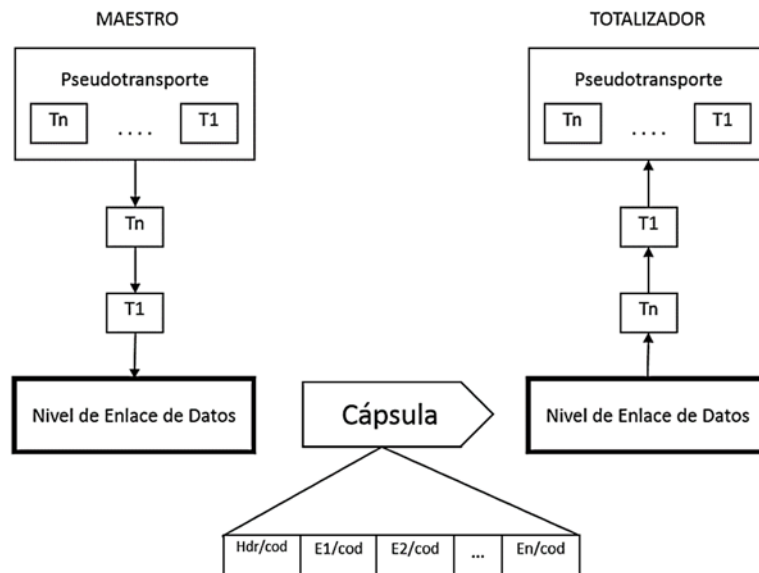


Figura 2.2.4.- Nivel de Enlace de Datos

El nivel físico recibe la cápsula y la transfiere directamente al medio a través del cual el protocolo está siendo comunicado. Ésta es la capa que realiza la transferencia del mensaje del nivel superior y que se comunica directamente con su contraparte remota a través de la red. En la *Figura 2.2.5* se observa como la cápsula generada por el nivel de enlace de datos es dirigida hacia la red.

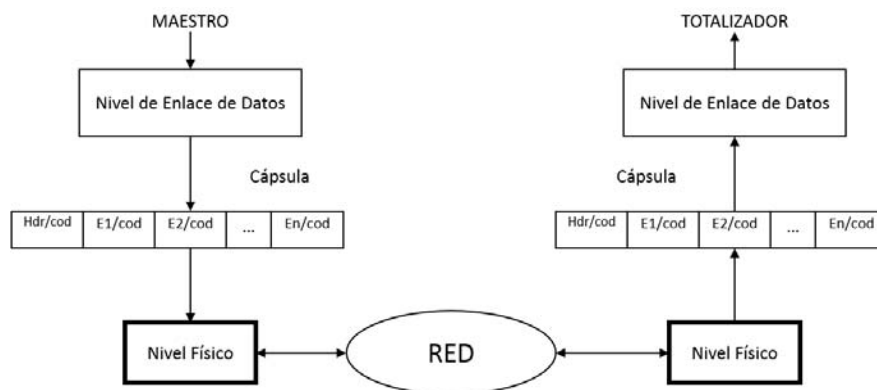


Figura 2.2.5.- Nivel Físico

2.3.- Mensajes mediante DNP3

La comunicación en la subestación se da entre los 3 niveles de control, esta comunicación es constante, la característica importante de este tipo de mensajes es que no son de carácter urgente. Por lo tanto, se utiliza en todos los niveles de control, es decir hay mensajes que viajan desde la bahía hasta el centro de control, o viceversa. Por ejemplo, mandos de cierre o apertura de interruptores desde el centro de control. Este mensaje primero se decodifica a través del protocolo utilizado y viaja en la red para posteriormente ser codificado y llegar a su destino. En la *Figura 2.3.1* se muestra la dirección que tienen los mensajes convencionales, es decir de forma vertical.

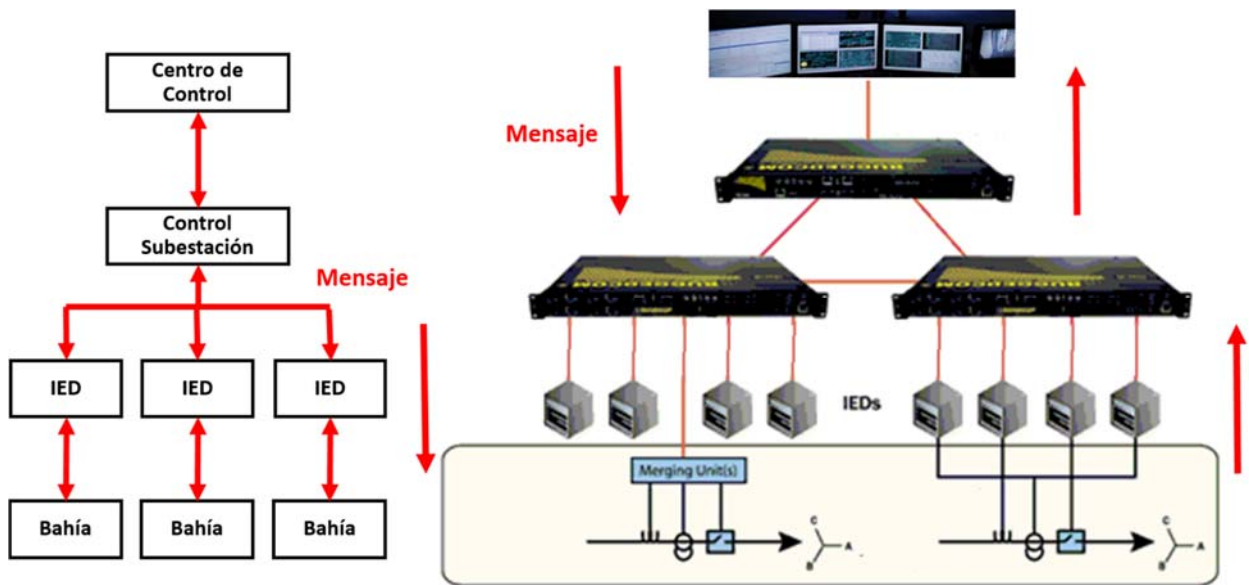


Figura 2.3.1.- Mensajes Convencionales

Los mensajes convencionales además se usan para comunicarse a través de otros protocolos de comunicación, eso hace posible que en una subestación pueda manejar más de un tipo de protocolo. Evidentemente esto estaría sobrado, ya que se deben de utilizar convertidores de protocolos.

2.4.- Ventajas de DNP3

DNP3 se basa en los requisitos de IEC, por lo tanto, es conveniente para el uso en el ambiente entero de SCADA. Además al ser un protocolo basado en la capa de aplicación, DNP3 tiene la flexibilidad de apoyar modos de funcionamiento múltiples, entre las mayores ventajas se encuentran:

- Interoperabilidad entre los dispositivos
- Pocos protocolos a apoyar en el campo
- Costos reducidos del software
- No necesita ningún traductor de protocolos
- Horario más cortos a la entrega
- Menos prueba, mantenimiento y entrenamiento
- Prueba independiente de la conformidad
- Ayuda por el grupo de usuarios independiente y las fuentes de tercera persona.

En las ventajas a largo plazo de usar DNP3 se incluye:

- Extensión de sistema fácil
- Mayor vida del producto, comparado con protocolos propietarios
- Productos con mayor valor añadido
- Una adopción más rápida de la nueva tecnología
- Ahorros importantes en las operaciones [22]

Capítulo 3.

IEC 61850

En 1991 se inició la idea de un protocolo universal que fuera compatible, ya que existían cientos para diversas aplicaciones, los cuales funcionaban solo con los equipos del mismo fabricante, eran llamados protocolos propietarios, al integrar equipos de diferentes fabricantes en un solo sistema, era complicado y costoso. Desde entonces el objetivo era reducir la cantidad de protocolos existentes, para tener protocolos más pequeños, efectivos y menos complicados.

En 1995, cerca de 60 expertos de 14 países se dieron a la tarea de buscar una solución a este problema, crearon un estándar de comunicaciones para las subestaciones único, global y probado a futuro, la IEC 61850. Algunos de los objetivos por los que fue creado este estándar son los siguientes:

- Tener toda la subestación monitoreada
- Establecer un estándar que sea útil para aplicaciones futuras
- Una mejor interoperabilidad a partir de los estándares conocidos
- Una mayor vida de servicio

En el 2000 se realizaron pruebas a la IEC 61850, utilizando equipos de diferentes fabricantes, se analizó la interoperabilidad de dispositivos. Como resultado, demostró eficiencia y calidad. En el 2001 se hicieron pruebas de comandos de cierre y apertura, secuencias, transmisión de datos y comunicación entre dispositivos de diferentes fabricantes, con resultados satisfactorios. En el 2002 se probaron la interacción con variables analógicas y disponibilidad entre equipos de protección y medición. En el 2003 se realizó una prueba de interoperabilidad en una subestación piloto. Después de estas pruebas exitosas en el 2004 comenzaron a fabricar y comercializar los primeros productos que se comunicaran a través de la norma IEC 61850.

En el 2005 el protocolo de comunicación IEC 61850 fue lanzado como estándar de comunicación, el cual era diseñado para los sistemas de automatización y cumplía con las funciones de integración de información con el SCADA, los requerimientos de comunicación, la estructura de datos en dispositivos, aplicaciones para el control y protección de dispositivos y las pruebas de conformidad. El desarrollo de este protocolo continuo, y en el 2010 se publicó la edición 2, la cual extendió su aplicación a otras áreas como hidroeléctrica. [3]

Este estándar es la base de las especificaciones para que los fabricantes construyan sus dispositivos, además de que la norma establece que la red de comunicación es bajo Ethernet. Gracias a esto al hacer un proyecto de una subestación se ahorra tiempo y errores en el proceso, esta simplificación en el proceso se debe a:

- No se requiere Gateway para los Dispositivos Electrónicos Inteligentes.
- Los componentes de la red Ethernet son comercialmente rentables.
- La red a base de Ethernet puede ser reutilizable.
- Como hay menos componentes, habrá menor mantenimiento y menor error en la integración con los diferentes equipos.

El desarrollo del estándar IEC 61850 se considera que es una gran aplicación, porque no solo es una aplicación para los relevadores, sino para toda la automatización del sistema de potencia.

3.1.- Fundamentos de IEC 61850

El protocolo IEC 61850 es la norma internacional de comunicaciones para subestaciones. En este estándar, reemplaza el método tradicional de disparo de un interruptor a través de un contacto por un mensaje GOOSE enviado a través de cables Ethernet o fibra óptica, como resultado el mensaje llega a su destino en un tiempo menor.

Esta norma es aplicable a dispositivos de diversos fabricantes para la automatización, además provee la interoperabilidad entre IED's, los cuales cumplen las funciones de protección, control y medición de las subestaciones. Finalmente la tarea de automatización la realizan los IED's y la IEC 61850 es una herramienta para el diseño de la automatización.

En la actualidad en el ámbito de la comunicación en las subestaciones, todos los protocolos existentes en el mercado pueden ser utilizados e interactuar entre sí, a través de los convertidores de protocolos, con la desventaja que podrían tener errores en los mensajes e inclusive retrasos. Dado que la mejor manera de mandar los mensajes desde el emisor hasta el receptor es de forma directa. Con la utilización de esos convertidores de protocolos la comunicación en la subestación se vuelve más costosa y tendría un mantenimiento mayor.

Hoy en día tanto los fabricantes como los usuarios se han visto envueltos en el desarrollo del protocolo IEC 61850. Las ventajas que puede tener el implementar este estándar en la automatización son:

- Define un solo protocolo para toda la subestación.
- Soporta todas las funciones de control, protección y monitoreo.
- Es un estándar mundialmente aplicado, lo cual optimiza los sistemas interoperables.
- Cumple con los requerimientos de calidad, integra los datos, seguridad y condiciones ambientales.
- Especifica sus herramientas de soporte y proceso, el ciclo de vida del sistema y los requisitos de calidad, así como su mantenimiento.
- Utiliza tecnología actualmente disponible como ethernet y sus componentes de comunicación.
- Permite la utilización de una estructura común de comunicación, desde el centro de comunicación a las variables de campo.

Esta norma se compone de 10 documentos, en los cuales se detallan todos los requerimientos y son las siguientes:

Aspectos del sistema

1. Introducción y características básicas
2. Glosario
3. Requerimientos generales como rentabilidad, condiciones ambientales e inmunidad electromagnética.
4. Manejo del proyecto del sistema que involucra herramientas de ingeniería, ciclo de vida, calidad y aseguramiento.

Configuración

5. Requerimientos de comunicación para funciones y modelo de datos.
6. Configuración del lenguaje descriptivo para comunicación en subestaciones eléctricas y su relación con los IED's

Modelos de Servicio y Datos

7. Principios y modelos
 - 7.1 Principios básicos y modelado de datos
 - 7.2 Interfaz abstracta de servicios de comunicaciones
 - 7.3 Clases de datos comunes.
 - 7.4 Clases de datos y compatibilidad con las clases de nodos lógicos

Mapeo a Redes de Comunicación Reales

8. Mapeo a MMS e ISO 8802-3
9. Valores de muestreo

- 9.1 Valores de muestreo sobre enlace serial punto a punto múltiple y unidireccional
- 9.2 Valores de muestreo sobre ISO/IEC 8802-3

Pruebas

10. Pruebas de conformidad

El modelado de una subestación dentro del protocolo de comunicación se hace a tres de los nodos lógicos. Un nodo lógico es una representación virtual de una función real del IED, estos nodos están estandarizados, el listado completo se encuentra en el documento 7-4 de la norma.

Dispositivos lógicos, nodos lógicos y clases de datos son términos virtuales usados para las funciones reales, y se usan cuando se configura la red de comunicación con el estándar IEC 61850. Estos nodos lógicos pueden tener comunicación solo con otro nodo lógico compatible. Por ejemplo, se usa el nodo lógico XCBR1 para la función de control de un interruptor, cuando se configura un dispositivo con el IEC 61850 se debe seleccionar el nodo XCBR1 para indicar que hay una comunicación con el interruptor. Dentro de este nodo lógico se encuentran un listado de funciones, como por ejemplo cierre/apertura y posición del interruptor, a las cuales se les llama clases de datos. En total la norma establece 91 nodos lógicos, divididos en 13 grupos.

Para ilustrar esto se usa la *Figura 3.1.1*, la primer capa es el contenedor físico, el cual puede contener uno o más dispositivos lógicos. Cada dispositivo lógico puede tener uno o más nodos lógicos, y estos tienen sus clases de datos. Cada clase de dato tiene sus atributos como valor, estatus y calidad [3].

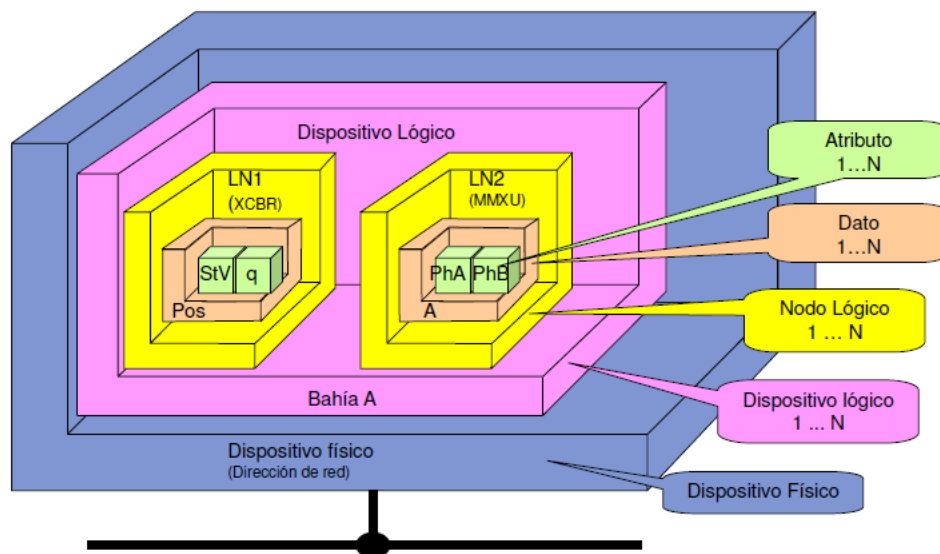


Figura 3.1.1.- Dispositivo Físico y Lógico

3.2.- Implementación de IEC 61850 en la Automatización de una Subestación

Este protocolo de comunicación cumple con las 7 capas del modelo de referencia OSI, lo cual lo hace más completo y eficiente en comparación con el protocolo DNP3. En la *Figura 3.2.1* se muestran las capas y su función que usa para comunicarse el protocolo IEC 61850.



Figura 3.2.1.- Capas del protocolo IEC 61850

En la *Figura 3.2.2* se muestra como viaja un mensaje entre dos dispositivos de diferentes fabricantes utilizando en protocolo IEC 61850. El dispositivo A manda un mensaje, primero pasa por la capa de Aplicación, después por la de Presentación y así sucesivamente hasta llegar a la física. La información viaja a través del cable Ethernet en forma binaria y al llegar al segundo dispositivo el mensaje llega a la capa Física, después a la de Enlace de Datos y así sucesivamente hasta que se reconstruye el para que pueda ser interpretado por el dispositivo B.

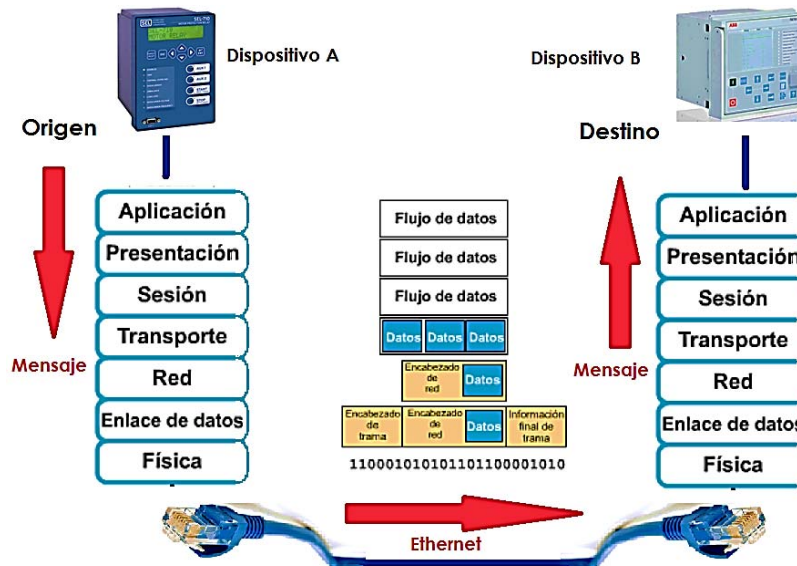


Figura 3.2.2.- Comunicación a través del protocolo IEC 61850

Esta norma requiere que todos los IED's que estén dentro del sistema provea un archivo SCL, el cual contiene la descripción de la configuración de cada IED, este se configura a través de un lenguaje llamado XML, estos archivos sirven para la comunicación y la configuración de la red en la automatización. En la *Figura 3.2.3* se observa un archivo SCL.

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" ?>
- <SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
  xsi:schemaLocation="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL SCL.xsd">
  <Header id="C-Energy" nameStructure="IEDName" />
  + <Communication>
  - <IED name="SpyDER" type="" manufacturer="" configVersion="">
  + <Services>
  - <AccessPoint name="PI">
  - <Server>
  - <Authentication none="true" />
  - <LDevice inst="1">
  + <LN0 InType="LLNO_0" InClass="LLNO" inst="">
  + <LN InType="LPHD_0" InClass="LPHD" prefix="" inst="1">
  - <LN InType="MMXU_0" InClass="MMXU" prefix="" inst="1">
  + <ReportControl name="bcrb" dataSet="" intgPd="5000"
    rptID="SpyDER1/MMXU1$bcrb" confRev="1" buffered="true"
    bufTime="1000">
  + <DOI name="Mod">
  - <DOI name="NamPII">
  - <DAI name="vendor">
  - <Val>Quere Novum Enterprises</Val>
  </DAI>
  - <DAI name="swRev">
  - <Val>1.06</Val>
  </DAI>
  - <DAI name="d">
  - <Val>High accuracy measurement and power flow supervision
    of 3 phase system with a frequency of 6 values per
    second</Val>
  </DAI>
  </DOI>
  </LN>
  </LDevice>
  </Server>
  </AccessPoint>
  </IED>
  + <DataTypeTemplates>
  + <LNNodeType id="LLNO_0" InClass="LLNO">
  + <LNNodeType id="LPHD_0" InClass="LPHD">
  - <LNNodeType id="MMXU_0" InClass="MMXU">
  <DO name="Mod" type="INC_1" />
  <DO name="Beh" type="INS_0" />
  <DO name="Health" type="INS_1" />
  <DO name="NamPII" type="LPL_0" />
  <DO name="TotW" type="MV_0" />
  <DO name="TotVAR" type="MV_0" />
  <DO name="Hz" type="MV_0" />
  <DO name="PhV" type="WYE_0" />
  <DO name="A" type="WYE_0" />
  </LNNodeType>

```

Figura 3.2.3.- Lenguaje descriptivo de configuración de Subestación (SCL) [24]

Un archivo SCL está conformado por los siguientes archivos:

- ICD, el cual define las capacidades del IED, por lo cual es hecho por el fabricante.
- CID el cual contiene la descripción de configuración del IED. Cada fabricante tiene su propio software en el cual se emite el archivo CID. Como los de la *Figura 3.2.4*. También en él se pueden configurar algunas características como pantalla, LED's y botones.

- SCD el cual contiene la configuración de la comunicación, IED's, datos de control de la subestación.
- SSD el cual contiene las especificaciones completas del sistema de automatización de la subestación incluyendo los diagramas [23].

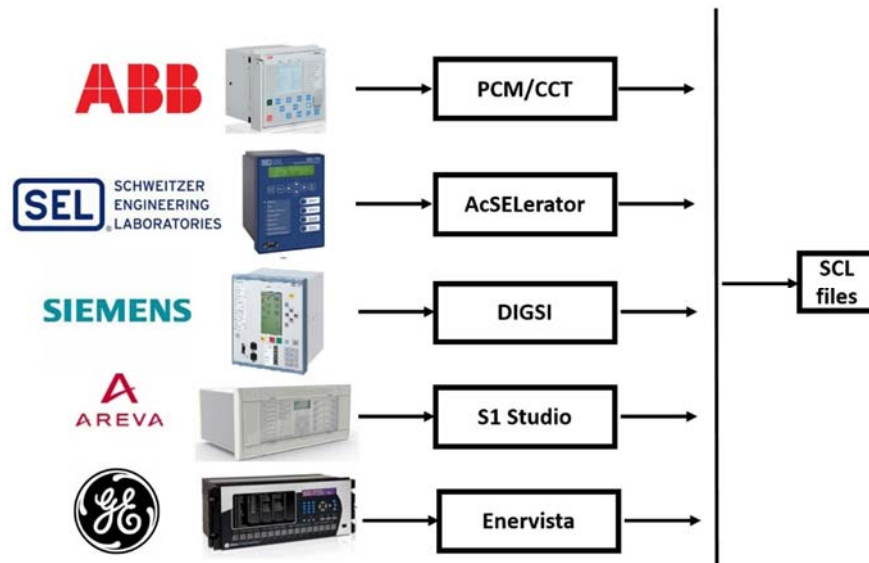


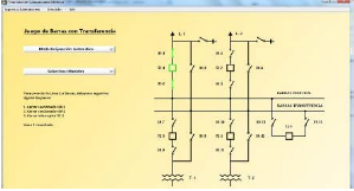



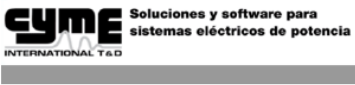




Figura 3.2.4.- Software de configuración de IED's de diferentes fabricantes

En general, el SCL contiene:

- Un modelo de la subestación en un único nivel de línea
- Un modelo de las conexiones lógicas de comunicación entre los IED's utilizados.
- Un modelo de la funcionalidad del Sistema de Automatización representado por nodos lógicos, dispositivos lógicos y el conjunto de datos flotantes entre ellos.
- Las conexiones entre los modelos: Ubicación de los nodos lógicos

Existen diferentes software's utilizados en el proceso de una subestación, desde su diseño hasta la operación, por ello a continuación se mencionan algunos software's diseñados para las subestaciones eléctricas, se dividen en 4 grupos, se clasifican dependiendo de la función del software.

FUNCION	NOMBRE	DESCRIPCION
Diseño	Bentley Substation V8i 	Software para el diseño eléctrico y físico de subestaciones eléctricas. Diseño en 3D de los elementos físicos de la subestación.
	Sid Sed 	Es un sistema integrado con herramientas de software CAD, realidad virtual e ingeniería de costos, cuya funcionalidad es apoyar el diseño de subestaciones eléctricas nuevas de bajo perfil. El sistema permite la configuración de arreglos normalizados de subestaciones, visualización tridimensional interactiva y cálculo de volumetría. Asimismo permite crear los planos electromecánicos y civiles, lista de equipos y materiales.
FUNCION	NOMBRE	DESCRIPCION
Simulador	Aulamoisan 	El programa explica los distintos elementos que intervienen en una subestación eléctrica, y permite la simulación de maniobras (de forma manual y automática) en las configuraciones de Barras simples, Barras simples partidas, Barras simples, Juego de barras con transferencia, Doble barra, Anillo e Interruptor y medio.
	NEPLAN 	Es un software de análisis de sistemas de potencia utilizado en más de 90 países de aplicación en sistemas de transmisión, distribución y generación, así como en sistemas industriales, energías renovables y aplicaciones smart grids.

FUNCION	NOMBRE	DESCRIPCION
Configuración	CYME 	Ofrece la posibilidad de configurar los componentes principales de cualquier subestación de distribución, por otra parte el editor gráfico del programa CYME permite construir el diagrama unifilar de la subestación. Esto incluye la representación de las barras, alimentadores múltiples, transformadores de potencia, puntos de conexión y dispositivos de protección.
	ATLAN 	Software para configuración de subestaciones eléctricas bajo la norma IEC 61850, además tiene la función de diseño y simulación, de igual forma genera la documentación de la configuración de la subestación.
FUNCION	NOMBRE	DESCRIPCION
Control o Maniobrar la Subestación	ASPEN 	Advanced Systems for Power Engineering, Inc. (ASPEN) . Software para controlar la subestación, se basa de una interfaz gráfica la cual muestra el estado de la subestación en tiempo real, es el software de aplicación con el cual el operador de la subestación controla la subestación.
	SICAM 	Software para la HMI de marca SIEMENS, en una aplicación grafica para controlar la subestación, en la cual el operador puede maniobrar desde la Consola de Ingeniería.
	WINcc 	Software para controlar y supervisar procesos industriales, la aplicación se carga directamente al sistema SCADA y a la HMI, por lo tanto este software puede aplicarse a las subestaciones eléctricas.

Otro apartado de la norma IEC 61850 es el documento 9-2 llamado valores de Muestreo, aquí se introduce el concepto “Process bus”, el cual se trata de la digitalización de las señales analógicas. La idea es comunicar a los TC’s y TP’s mediante Ethernet o fibra óptica, así los valores medidos por estos transformadores de instrumento son enviados a los IED’s en forma de señales binarias a través del process bus, olvidándose de los robustos cables de cobre.

3.2.1.- Arquitectura de red en IEC 61850

Todos los IED's que se comunican a través del protocolo IEC 61850 lo hacen gracias a una red en base a Ethernet. Este protocolo utiliza la arquitectura de red publicista-suscriptor, ya que este tipo de arquitectura permite que el intercambio de información sea mutuo, cosa que otro tipo de arquitectura no lo permitía.

Otro punto a destacar en la arquitectura utilizada por este protocolo es que los dispositivos pueden mandar el mensaje a un destinatario, a diversos o a todos los dispositivos conectados en la red, esto dependerá del tipo de mensaje. En la *Figura 3.2.5* se observa las diferentes posibilidades con las que puede comunicarse la HMI con los IED's y viceversa.

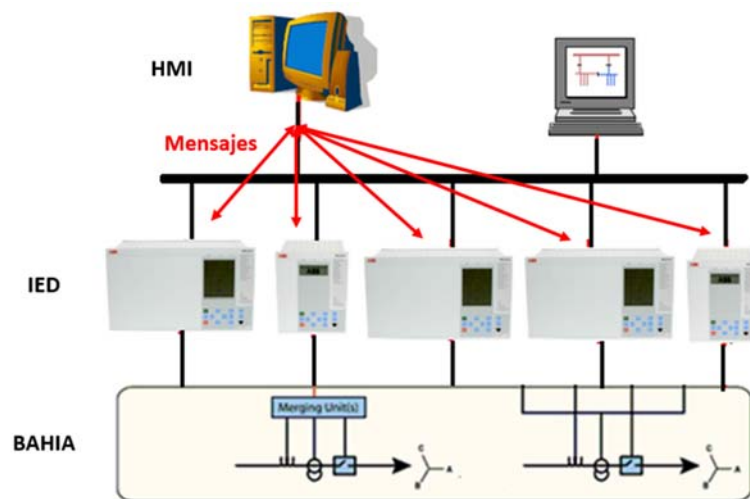


Figura 3.2.5.- Arquitectura Publicista-Suscriptor

Otra de las características importantes de IEC 61850 es el sistema de control, ya que normas anteriores a esta, utilizaban una forma de control centralizada. Es decir, había un solo equipo de control que concentraba toda la información, y solo con él se podía controlar toda la subestación. Además, dichos equipos centralizadores eran voluminosos y con una gran cantidad de cableado, lo cual aumentaba la probabilidad de errores, que en algún momento podría colapsar y perder temporalmente el control de la subestación, también requería un mayor mantenimiento y el costo era costo más elevado.

El sistema de control que usa IEC 61850 es el control distribuido, este sistema consiste en que todo el control de la subestación no está en un solo equipo, sino que está distribuido en los diferentes IED's de cada bahía, los cuales son capaces de realizar todas las funciones de control, haciéndolo más flexible y confiable. Además, todos los dispositivos están sincronizados con un mismo reloj, así todas la información tendrá la

misma hora de registro. En la *Figura 3.2.6* se muestran los sistemas de control convencional y el distribuido, este último es el usado por el protocolo IEC 61850.

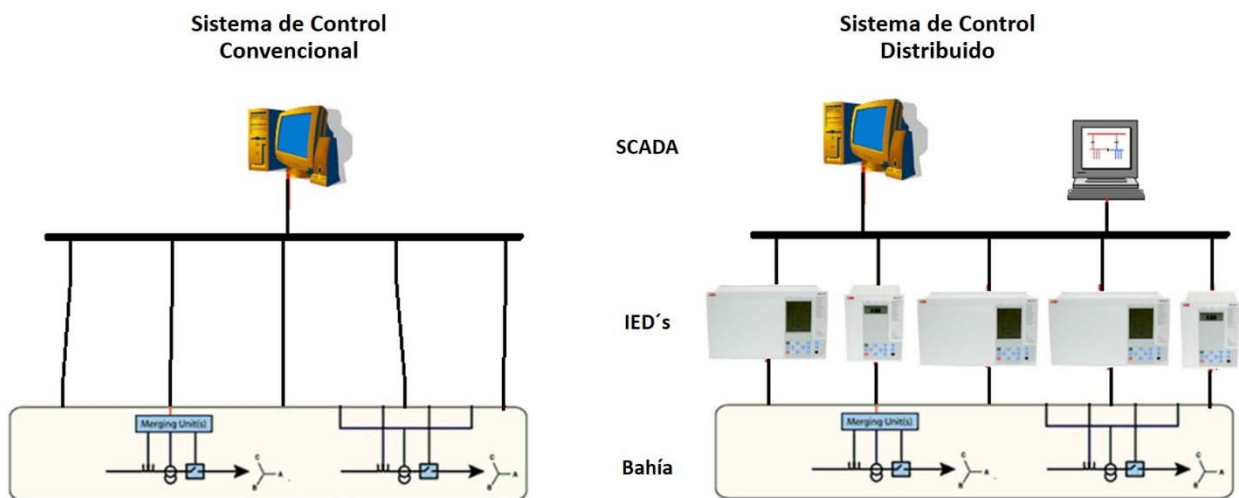


Figura 3.2.6.- Sistemas de control convencional y distribuido

3.2.2.- Mensajes mediante IEC 61850

La comunicación entre bahías, IED's y consolas de comunicación es constante, ya que reportan el estado de la subestación en todo momento, reportan la posición de los elementos asociado, valores de las variables eléctricas y alarmas. El envío de información entre estos debe de ser rápida y eficaz, ya que si alguna no llegara a su destino, podría perderse parte del control en la subestación.

Existen dos tipos de mensajes: los mensajes convencionales, lo cuales se usan para reportar en estado del equipo hacia el centro de control, este tipo de mensajes no son de carácter urgente. El otro tipo de mensajes son los mensajes GOOSE, este tipo de mensajes si son de carácter urgente, ya que se usan para reportar alarmas, disparos, entre otros, los cuales necesitan llegar lo más rápido posible a su destino, este tipo de mensajes se envían entre IED's.

Los mensajes GOOSE son mensajes de prioridad o de urgencia, este tipo de mensajes deben de ser rápidos En general estos se usan para transmitir comandos de disparo a un interruptor desde un relevador a otro, es por ello que la comunicación es en forma horizontal, ya que los mensajes solo viajan en la red de un IED a otro IED. En la *Figura 3.2.7* se observa las direcciones de los mensajes GOOSE, estos son del tipo mensajes multicast, es decir, todos los IED's lo reciben y pueden o no ocupar la información, si la necesitan la toman. Además estos mensajes sirven para:

- Mensajes de disparo de interruptor: El disparo de apertura se emite desde un relevador y se quiere abrir un interruptor de otro relevador.
- Mensajes de cierre de interruptor: Se quiere cerrar un interruptor que está conectado a otro relevador.
- Inicio de falla de Interruptor
- Inicio de cierre
- Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.
- Supervisión de otros relevadores: verifica el estado de otro relevador

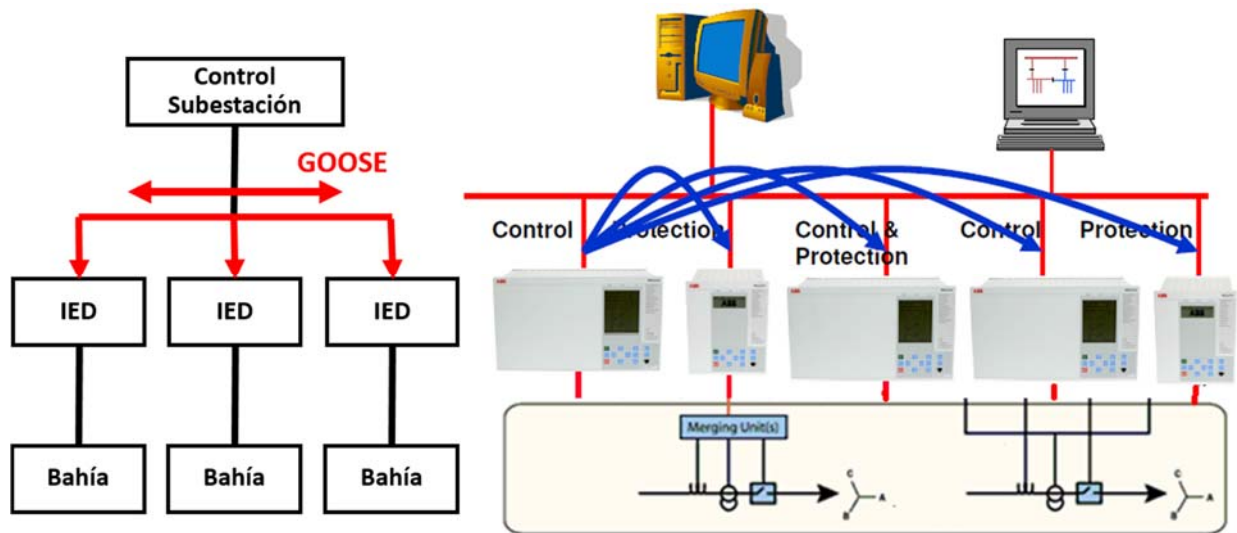


Figura 3.2.7.- Mensajes GOOSE

Una característica sobresaliente de los mensajes GOOSE es que se puede saber cuándo una trayectoria de control falla, y no tienen que esperar hasta que una operación incorrecta de algún relevador se presente para detectarla. Además la transmisión y recepción de mensajes GOOSE se da mediante la arquitectura de red publicista – Suscriptor, la cual consiste en lo siguiente:

- El dispositivo que emite el mensaje se llama publicista y el dispositivo que recibe y usa el mensaje se llama suscriptor.
- Los mensajes GOOSE no están dirigidos a un receptor en particular, sino a diferentes destinos y viaja a través de la red con la identificación de quien lo envía y la identificación del mensaje específico.
- No existe dirección de destino, todos y cada uno de los relevadores y IED's en la LAN pueden ver el mensaje y por si solos deciden si necesitan leerlo o no.

- Los mensajes GOOSE son un servicio no confirmado, es decir, que el publicista no tiene el mecanismo para averiguar si el suscriptor obtuvo la última información.
- Como no hay respuesta del suscriptor, el publicista emite continuamente la red con mensajes GOOSE para asegurar que llegue al destino.

La diferencia de este tipo de mensajes en comparación con los mensajes convencionales es, que no son tan largos para poder ser procesados más rápido, y así lleguen a su destino en un tiempo menor. Para poder discriminar los mensajes GOOSE de los convencionales, se usa un dígito al inicio del mensaje llamado carrier de comunicación, en el bus de comunicación viajan múltiples mensajes, los cuales entran a un buffer y hacen una fila de espera para poder llegar a su destino, la función de este carrier es saltarse esa fila de espera y llegar lo más pronto posible al destino. En la *Figura 3.2.8* se muestra gráficamente la discriminación de mensajes GOOSE y convencionales gracias al carrier.

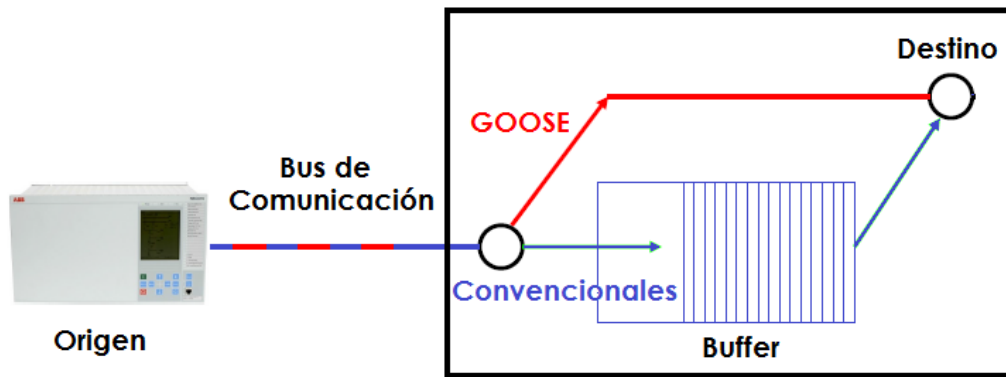


Figura 3.2.8.- Carrier en los mensajes GOOSE

Una forma de poder monitorear dichos mensajes es mediante un software llamado GOOSE inspector, esta herramienta es de gran utilidad, ya que con ella se puede conocer la ubicación del mensaje y verificar que lleguen correctamente a su destino, así mismo se puede dar una idea de la cantidad de mensajes que circular por la red de comunicación.

Los mensajes GOOSE también pueden ser llamados mensajes GSSE. Los mensajes GSSE son parte del IEC 61850 y realizan las mismas funciones que los mensajes GOOSE. Estos proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información en estados binarios, solicitudes de control, pero no valores analógicos [25].

3.3.- Aplicación de IEC 61850

Para conocer el funcionamiento del protocolo y de los mensajes GOOSE, se toma como ejemplo un esquema que incluye un transformador, una línea de 230 [kV] y otra de 115 [kV]. En esta implementación los relevadores del transformador están conectados directamente a las bobinas de disparo y de cierre del interruptor de 115 [kV] y los relevadores de la línea de 230 [kV] están directamente conectados a las bobinas de disparo y de cierre del interruptor. Para tener completa redundancia, se requieren dos esquemas por dispositivo, por lo tanto hay seis IED's para realizar el esquema de protección total, tal y como se ve en la *Figura 3.3.1*.

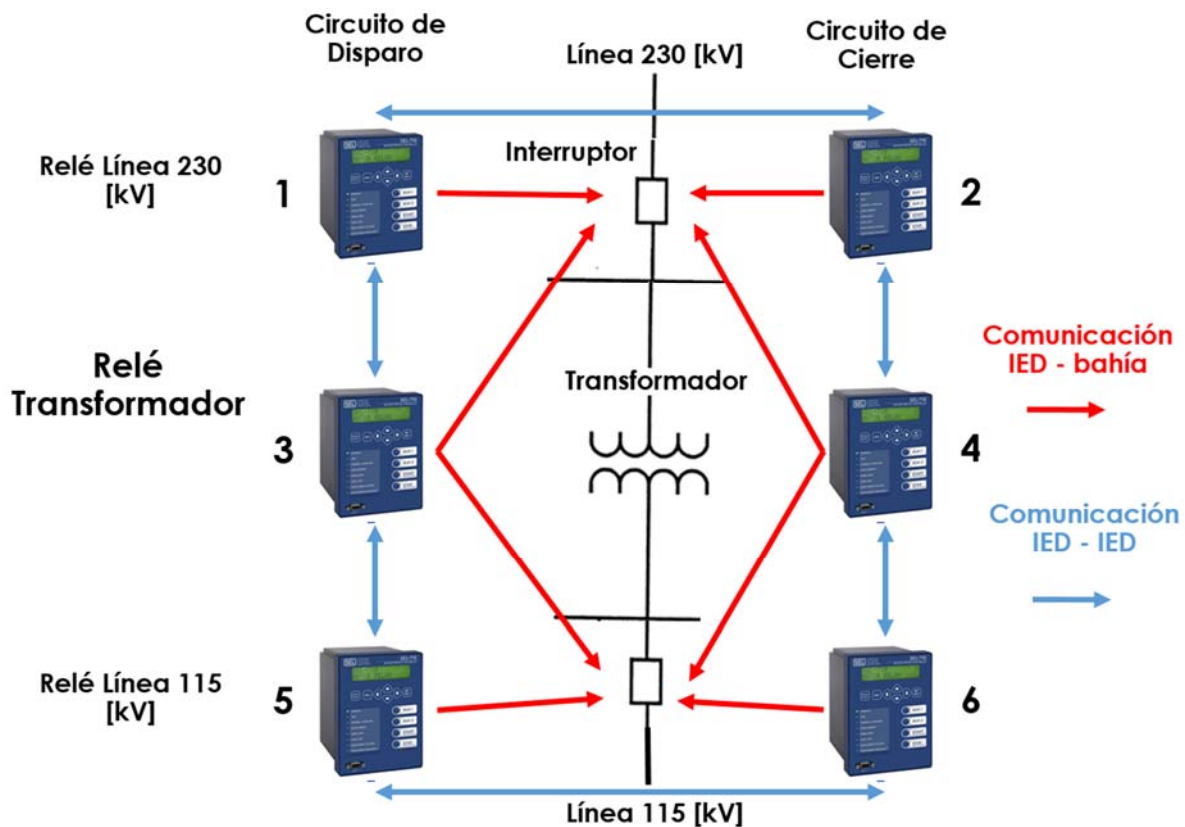


Figura 3.3.1.- Esquema de Aplicación

Suponiendo que ocurre una falla eléctrica dentro del transformador y opere la protección diferencial, es decir el IED 3, entonces el IED 3 tiene que realizar los comandos de disparo y de bloqueo de cierre para ambos interruptores, el de 230 [kV] y el de 115 [kV]. Por lo tanto, el IED manda el mismo mensajes GOOSE a los IED's 1 y 5 para abrir los interruptores, y manda otro mensaje GOOSE a los IED's 2 y 6 para bloquear el recierre temporalmente.

El comando establecer recierre lo envía el IED 4, este puede ser transportado por medio de mensajes sin carácter urgente a los IED's 2 y 6 de las líneas. Cada uno de estos mensajes GOOSE asegura el disparo y el bloqueo de recierre del interruptor local, todos los bloqueos aplicables deben ser restablecidos antes que sea removida la inhibición al cierre.

Cuando se bloquea una función, se establece un candado al IED. La función de disparo por falla de interruptor de 115 [kV] se localiza en el IED 5, de la línea de 115 [kV], Otro caso sería cuando este opera, manda abrir el interruptor local y mediante mensajes GOOSE establece los candados en los IED's 1 y 2 de la línea de 230 [kV].

Capítulo 4

Estudio de Casos

La automatización en las subestaciones eléctricas es importante, ya que aumenta la eficiencia en los procesos. La tecnología que se utiliza va aumentando, haciéndola más compleja, además se requiere precisión en las maniobras, o para controlar equipo peligroso. También se necesita controlar la subestación de forma remota, ya que a veces se imposibilita el acceso a la subestación debido a su localización geográfica.

En este capítulo se pone en práctica lo visto anteriormente, con la ayuda de algunos estudios de caso, los cuales son maniobras típicas en una subestación eléctrica. Se utiliza un IED para cada bahía, éste es el encargado de recopilar la información y comunicarla a través de la LAN hacia los niveles superiores. Para cada uno de los estudios de caso, se utiliza una bahía diferente, así se puede ver como los IED's se comportan ante dichas maniobras.

Se toma como base la siguiente subestación, diseñada bajo la simbología de la norma ANCE [26]. En la *Figura 4.0.1* se observa el diagrama unifilar de la subestación, la cual se compone de un transformador trifásico, con capacidad de 25 MVA, con un voltaje por el lado de alta de 230 kV y una conexión en delta, por el lado de baja un voltaje de 23 kV y una conexión de estrella conectada sólidamente a tierra, cuenta con su transformador de corriente y su interruptor de potencia.

En el lado de alta cuenta con dos líneas de transmisión de 230 kV que alimentan al sistema, un apartarrayos, una trampa de onda en paralelo con un transformador de potencial capacitivo, con la finalidad de procesar las señales que viajan por la línea de transmisión, cuchillas e interruptor de potencia. Todo esto en un arreglo de barra sencilla y con su TP para medir el voltaje de la barra.

Por el lado de baja tiene un arreglo de barra principal y barra auxiliar, para tener mayor movilidad sin perder la continuidad del servicio, cuenta con dos barras y su interruptor de amarre. Distribuye energía a 4 alimentadores, cada uno con sus respectivos equipos de medición y protección [27].

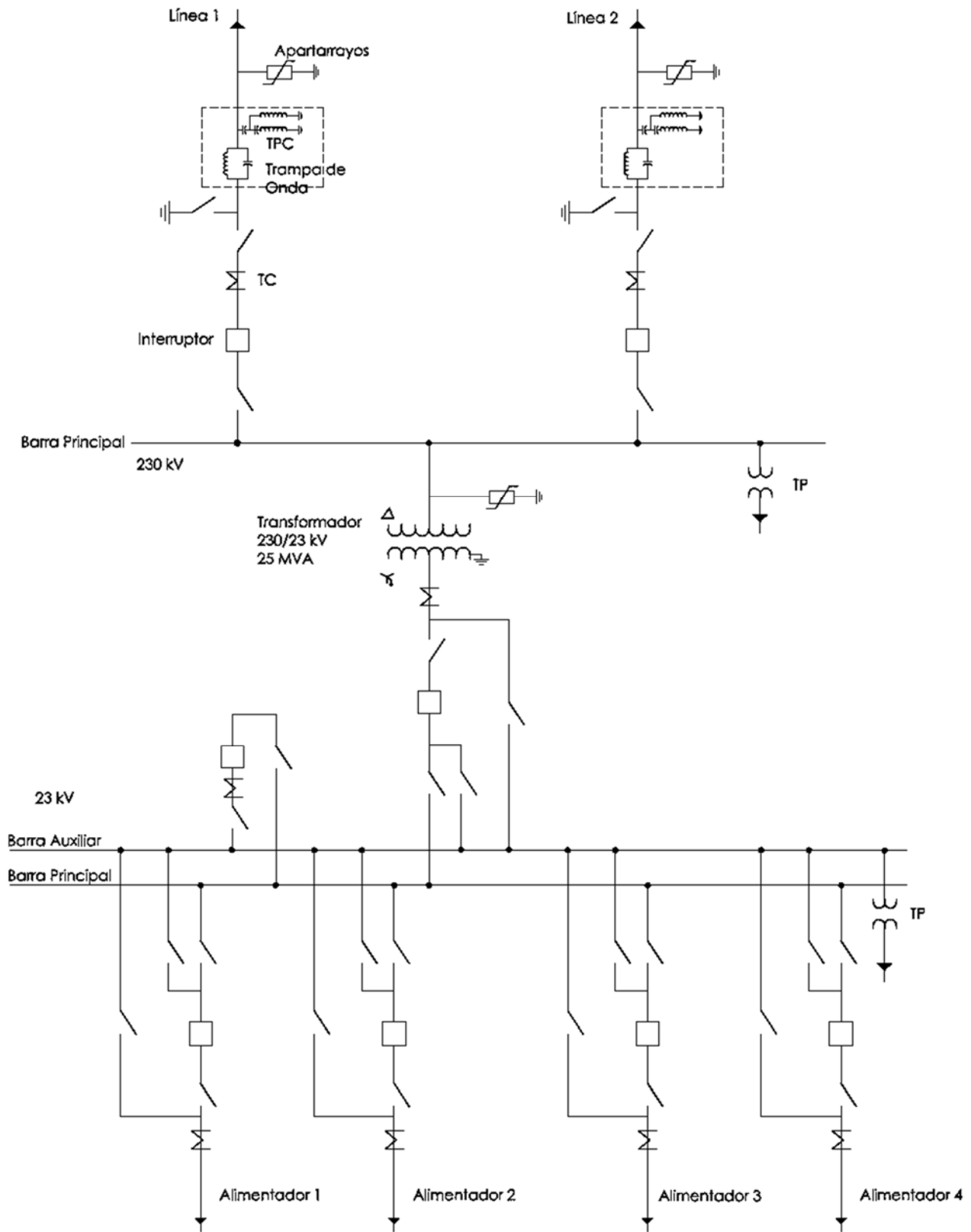


Figura 4.0.1.- Diagrama Unifilar de Subestación

Para comprobar la comunicación a través de estos dos protocolos de comunicación se usan los siguientes estudios de caso, los cuales se basan en maniobras típicas en una subestación. Lo ideal es probar estos estudios de caso en una subestación eléctrica operando en condiciones normales, con la red de comunicación y todos los dispositivos de control y protección, con la finalidad de obtener los resultados reales.

En el presente trabajo se usa una herramienta de simulación especializada, la cual es capaz de representar las condiciones como lo sería en la práctica. Se configura la simulación según el estudio de caso correspondiente, apoyándose en el *Apéndice*, el cual es un instructivo para la utilización de este software.

4.1.- Caso 1: Comunicación mediante DNP3

Para la comunicación en una subestación eléctrica mediante el protocolo de comunicación DNP3, es indispensable comprobar la salida y entrada de señales y alarmas entre bahía e IED's. Para la automatización de una subestación eléctrica se requieren equipos electrónicos, los cuales han evolucionado, permitiendo tener múltiples funciones como la protección, control, registro de eventos y alarmas en un solo dispositivo [28].

La subestación tiene que estar monitoreada, todo ese conjunto de señales proviene del equipo en bahía, pasando por los IED's, los medios de comunicación, hasta el centro de control.

Una de las funciones de los IED's es la adquisición de los datos en tiempo real con registro de tiempo. Cuando ocurre algún evento, se envía esta información y el tiempo exacto en el que ocurrió a la HMI y al sistema SCADA, esta se queda registrada en la base de datos de la subestación, y así esta información puede ser consultada en cualquier nivel de control [29].

También es importante monitorear el estado de los IED's, equipos de comunicaciones y enlaces de comunicaciones, con la finalidad de detectar si algún equipo falla o hay problemas en la comunicación.

Una ventaja importante que se tiene al contar con una red vía LAN o WAN es el acceso a la información de forma remota, la reducción del tiempo para recuperar la información. El acceso a la información requerida es prácticamente inmediato. Básicamente las señales que entran y salen del IED se pueden observar en la *Figura 4.1.1*.

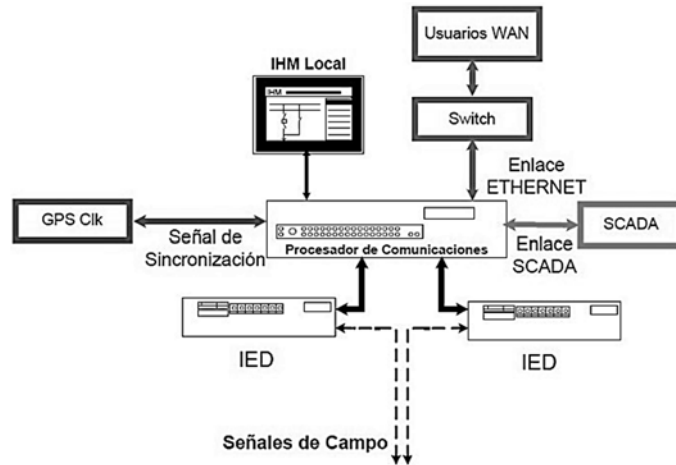


Figura 4.1.1.- Señales en un IED

La información que es comunicada por el IED es:

- Señales de voltaje y corriente.
- Estado de equipo en bahía.
- Alarmas
- Mensajes de control

En este estudio de caso se verifica la comunicación de los IED's con el control central, así como la comunicación entre ellos, para ello se envían alarmas. Se toma la subestación antes descrita y se analizan las señales en la bahía del alimentador 1, tal y como se ve en la *Figura 4.1.2*. Donde las flechas indican el sentido que viaja la información, se observa que el IED tiene interacción mutua con el interruptor, y los instrumentos de medición envían información de las magnitudes.

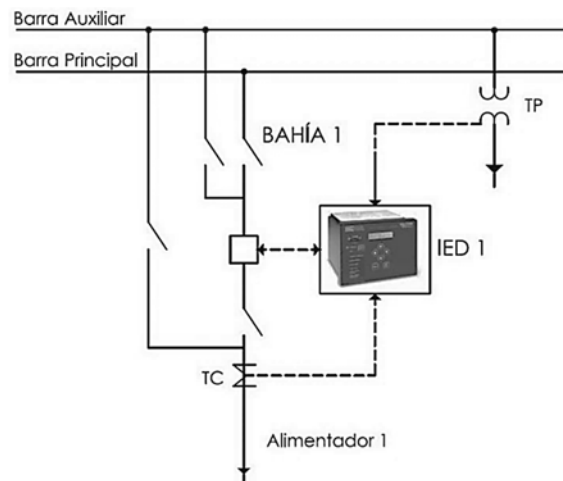


Figura 4.1.2.- Bahía del Alimentador 1

Para comprobar la comunicación mediante el protocolo de comunicación DNP3, siguiendo los pasos del *Apéndice*, se configura la bahía antes descrita en el software de simulación. Se utiliza solo un IED, un UTR que representa el concentrador de información o servidor de la red y las conexiones necesarias. La configuración de la bahía dentro del software se puede observar en la *Figura 4.1.3.*, donde se tiene 1 IED con los nodos lógicos para protección, medición y comunicación, un UTR con sus nodos de comunicación, un switch llamado AG2 y las conexiones físicas que simulan la red LAN.

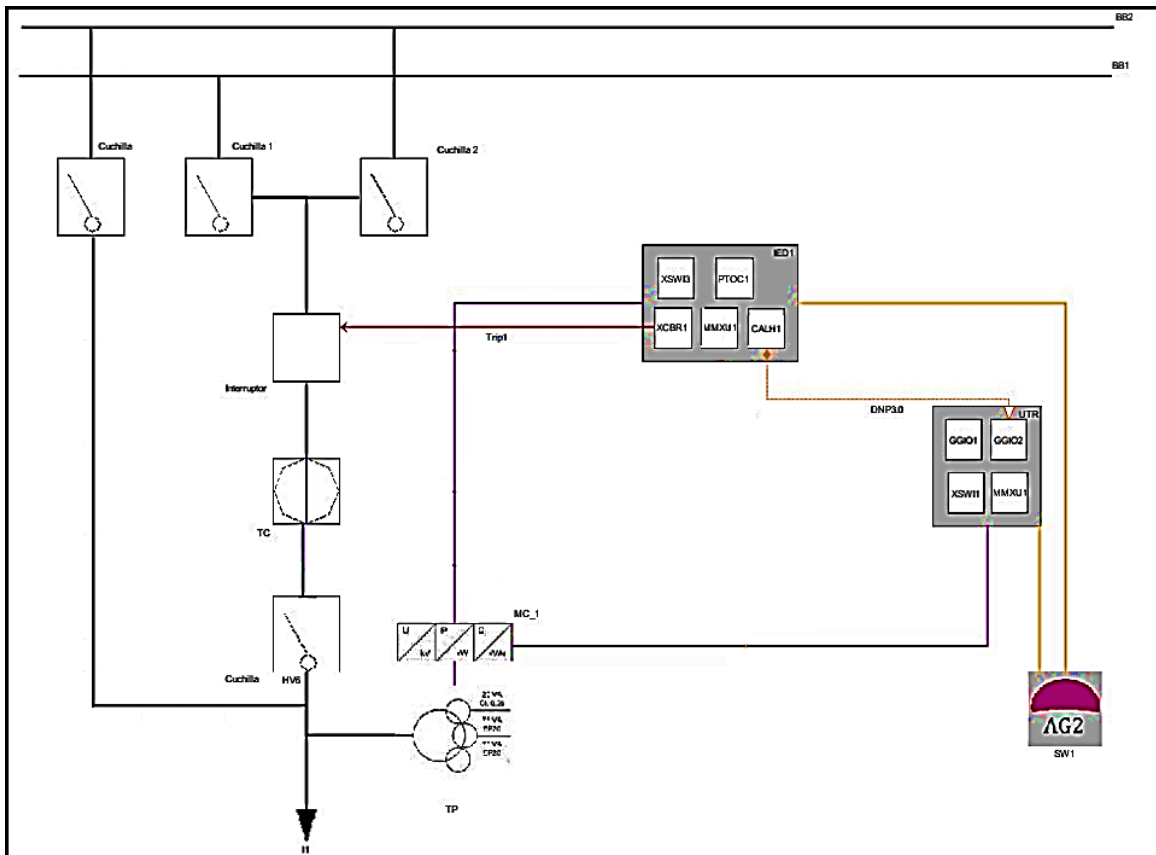


Figura 4.1.3.- Bahía 1 dentro del software

Después de configurar el sistema, se configura el IED1 con el protocolo DNP3, se une el nodo lógico encargado de la comunicación llamado "CALH1" del IED1 con la UTR mediante una conexión lógica ya definida por el programa llamada "logicalP2P", la cual es necesaria para definir la interacción de la comunicación entre dispositivos, además dicha conexión es necesaria para definir las lógicas y así hacer la simulación. La configuración se observa en la *Figura 4.1.4.*

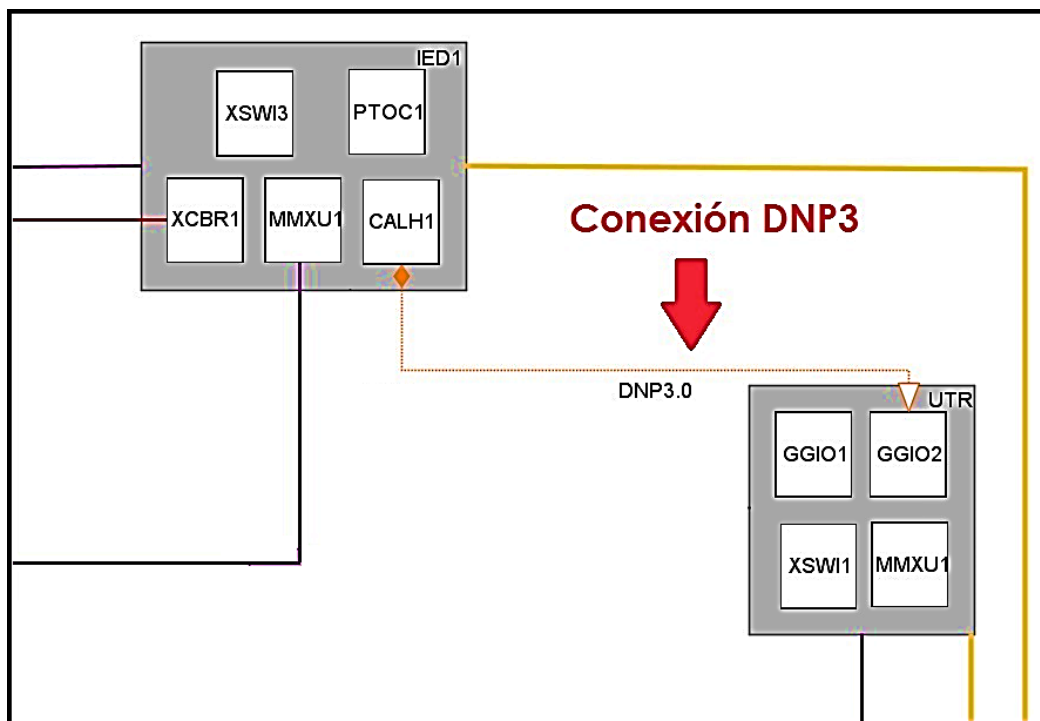


Figura 4.1.4.- Conexión mediante protocolo DNP3

Para la simulación, el programa pide definir una lógica, esto es para establecer los parámetros de funcionamiento. Por ejemplo, para la simulación de la función de protección, la lógica debe de contener información como que el interruptor tiene que estar cerrado, la falla tiene que ser monofásica y la operación de la protección primaria, se hace la lógica dependiendo del funcionamiento deseado.

El propósito es el envío de alarmas que indican la falla del interruptor, relevador modo prueba, operación de protecciones o cualquier otra que se quiera configurar. Así se comunican con el sistema de control o con los otros IED's mediante DNP3.

Se configura el nodo lógico "CALH1" del IED1 encargado de emitir las señales de alarma, esta salida se fuerza a que tenga un valor positivo con el fin de simular una alarma, la alarma emitida va hacia el UTR. La lógica se trata de un seguidor, es decir la señal de salida es la misma que llega al destino sin depender de otros parámetros. Dicha lógica se configura dentro del IED1, por lo tanto, el resultado de esta lógica es la señal que sale del IED1.

En la *Figura 4.1.5* se puede ver el resultado de la simulación, la primera señal es el bit que simula una alarma emitida por el IED1, y la segunda señal es el bit o alarma recibida por el UTR. En este caso, el tiempo de llegada de la señal es teórico, ya que en la práctica depende de parámetros como estado de la red o la cantidad de mensajes dentro de la misma. Así se comprueba que la señal llega mediante el protocolo DNP3.

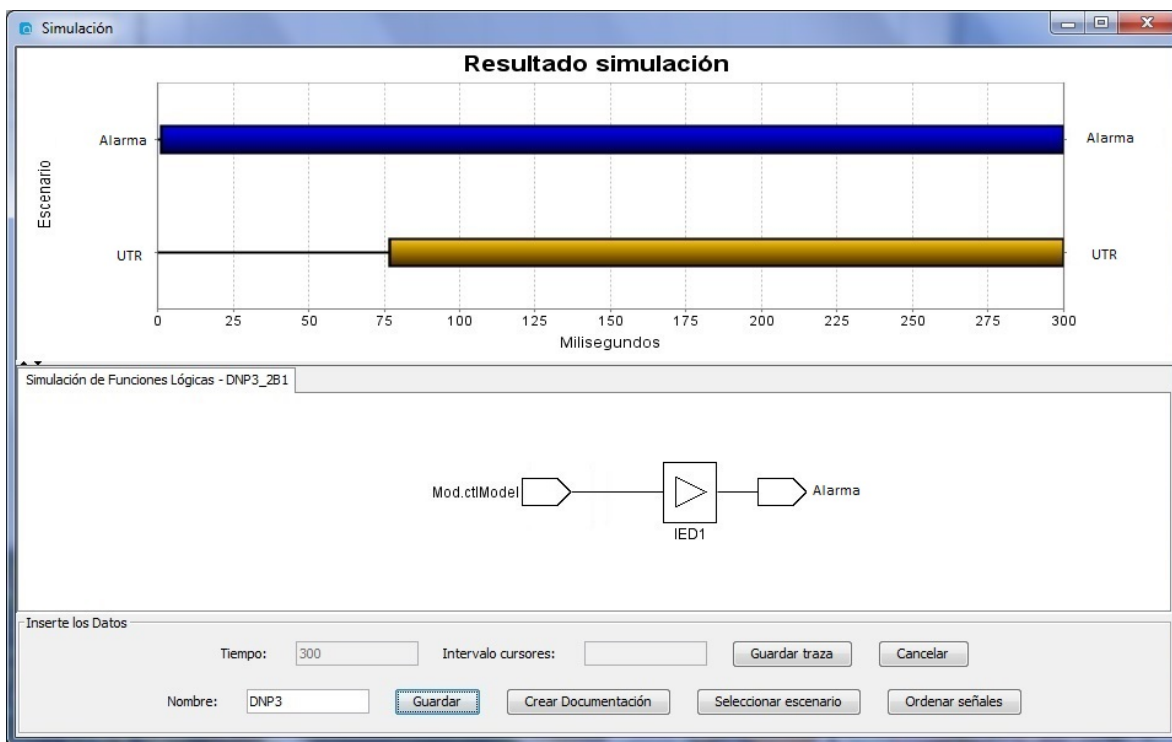


Figura 4.1.5.- Resultado de la Simulación

4.2.- Caso 2: Comunicación mediante IEC 61850

La comunicación con mensajes GOOSE y la operación de equipo de protección ante fallas eléctricas se lleva a cabo a través de relevadores, que emiten el disparo para la apertura del interruptor utilizando el protocolo de comunicación IEC 61850.

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran expuestos a fallas, ya sea por alguna mala maniobra, un corto circuito o algún fenómeno natural, como resultado de esto se tendrá daño en el equipo o se perdería la estabilidad del sistema de potencia.

Una falla eléctrica es aquella situación no planeada en la cual se modifican drásticamente las magnitudes de voltaje, corriente y/o frecuencia, afectando la correcta operación del SEP, y como consecuencia, el posible daño al equipo eléctrico [30].

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente, cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir el equipo eléctrico al presentarse una falla, se realiza mediante la desconexión automática del interruptor, con la finalidad de aislar las partes del sistema que podrían ser afectadas cuando se presenta un comportamiento anormal en las magnitudes eléctricas, debido a una falla [31].

La protección más simple que se utiliza en una subestación es la de sobrecorriente, puede ser instantánea o de tiempo definido, ya que esta protección detecta el incremento de corriente producido por alguna falla. Existen diferentes tipos de protecciones, cada una para la protección de diferentes equipos.

Cuando una falla eléctrica es detectada por los relevadores de protección, estos emiten una señal de disparo hacia el interruptor. El tiempo de apertura del interruptor es muy importante, ya que aislar la falla lo más pronto posible evitará el daño al equipo. Por esta razón en este nivel, se utiliza el protocolo IEC 61850.

Se requiere verificar el envío de mensajes GOOSE ante una falla eléctrica. Para resolver este problema se usan dos IED's y el alimentador 2 de la subestación antes descrita.

Para comprobar el mensaje GOOSE se usa un esquema de recierre, el cual consiste en que cuando una protección opera, se envía un mensaje GOOSE para abrir el interruptor y para arrancar la función de recierre junto con un temporizador, que inicia un tiempo, llamado tiempo muerto de recierre. Después de que expira este tiempo se manda un mensaje GOOSE para cerrar el interruptor. A este proceso se le llama ciclo de recierre, cuenta con dos ciclos más de recierre, si al tercer intento de recierre la falla sigue presente, la función de recierre se bloquea [32].

El IED1 configurado con las funciones de protección 50/51, detecta la falla, dispara por la protección de corriente instantánea o de tiempo inverso, envía un mensaje de disparo GOOSE para la apertura del interruptor y al IED 2 para activar la función de recierre, el cual manda cerrar el interruptor. Aquí el mensaje GOOSE es emitido por el IED 1, viaja por la red de comunicación y su destino es el IED 2. La conexión se observa en la siguiente *Figura 4.2.1:*

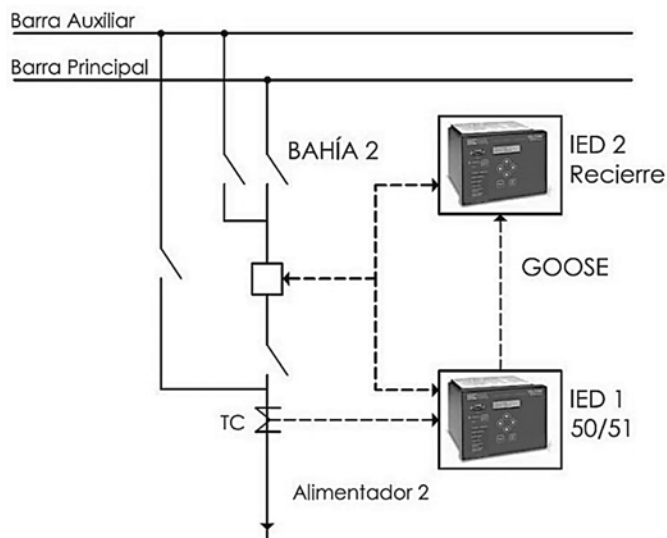


Figura 4.2.1.- Bahía del Alimentador 2

Para comprobar la comunicación mediante IEC 61850 se usa el simulador, primero se configura la bahía antes descrita en el software con la ayuda del *Apéndice*. Se utilizan dos IED's, el IED1 se configura con la función de protección de sobrecorriente, para ello se usa el nodo lógico llamado "PTOC1", se usa un nodo para la comunicación, otro para la medición de parámetros eléctricos y uno para el control del interruptor.

El IED2 se configura con la función de recierre, para ello se usa el nodo lógico llamado "PTOC1", y los nodos respectivos para la comunicación, medición y control del interruptor. Los dos IED's se conectan al switch que simula la red LAN, y este se conecta al UTR que funge como el SCADA. En la *Figura 4.2.2* se observa la configuración final de la bahía 2.

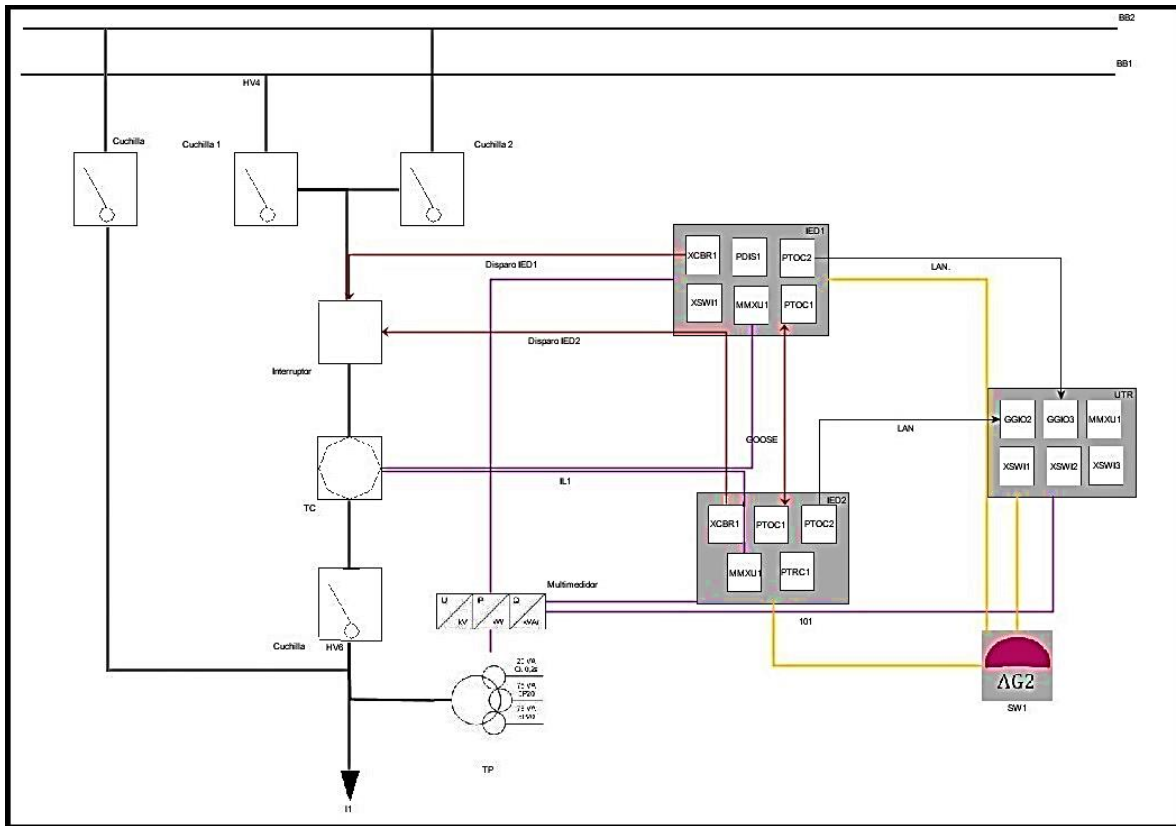


Figura 4.2.2.- Bahía 2 dentro del software

Para simular el envío de mensajes GOOSE es necesario hacer una conexión lógica dentro del programa, en este caso se utiliza la conexión llamada "LogicConnGSE", la cual sale del nodo lógico del IED1 hacia el nodo lógico del IED2, esto es para tener una referencia del mensaje GOOSE a prueba y para simularlo mediante la lógica. En la *Figura 4.2.3* se observa la conexión, la cual es de gran importancia para poder especificar el destino del mensaje.

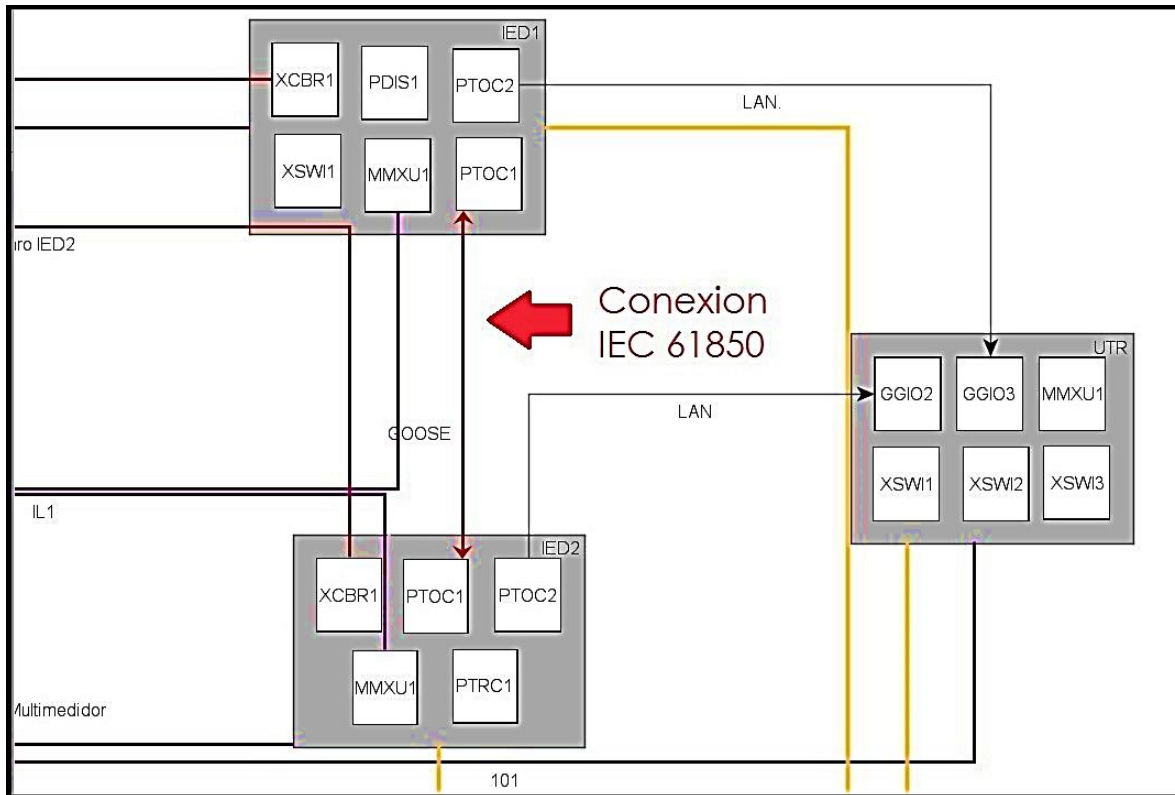


Figura 4.2.3.- Conexión mediante protocolo DNP3

En la simulación se configura a que el valor de la salida del nodo lógico con la función de protección de sobrecorriente sea uno, con el fin de simular que ocurrió una falla eléctrica y dicha protección operó. En este caso se necesita la combinación de 3 parámetros para completar el recierre. El primero es el disparo de la protección de sobrecorriente, el cual manda un mensaje GOOSE para arrancar el recierre. La segunda condición es evidentemente que la posición del interruptor este abierta, ya que el disparo por recierre cambia la posición del interruptor. La tercera condición es que haya expirado el tiempo muerto del recierre, para este caso se una un tiempo de 10 segundos.

La lógica se trata de una combinación de los tres parámetros, una compuerta AND, en la cual las tres señales deben de tener el mismo valor para que se efectúe el disparo de recierre. En la *Figura 4.2.4* se observa el resultado de la simulación. Se muestran 4 señales, la primera señal hace referencia al arranque del recierre después de que el IED1 hace el disparo de protección. La segunda señal es la posición abierta del interruptor, ya que se abre por la falla detectada por el IED1. La tercera señal es el tiempo muerto de recierre, cuando expiran los 10 segundos el temporizador manda una señal para indicar que el tiempo ha expirado. La última señal es el disparo de recierre, se puede observar que la posición abierta del interruptor cambia cuando se manda el disparo de recierre.

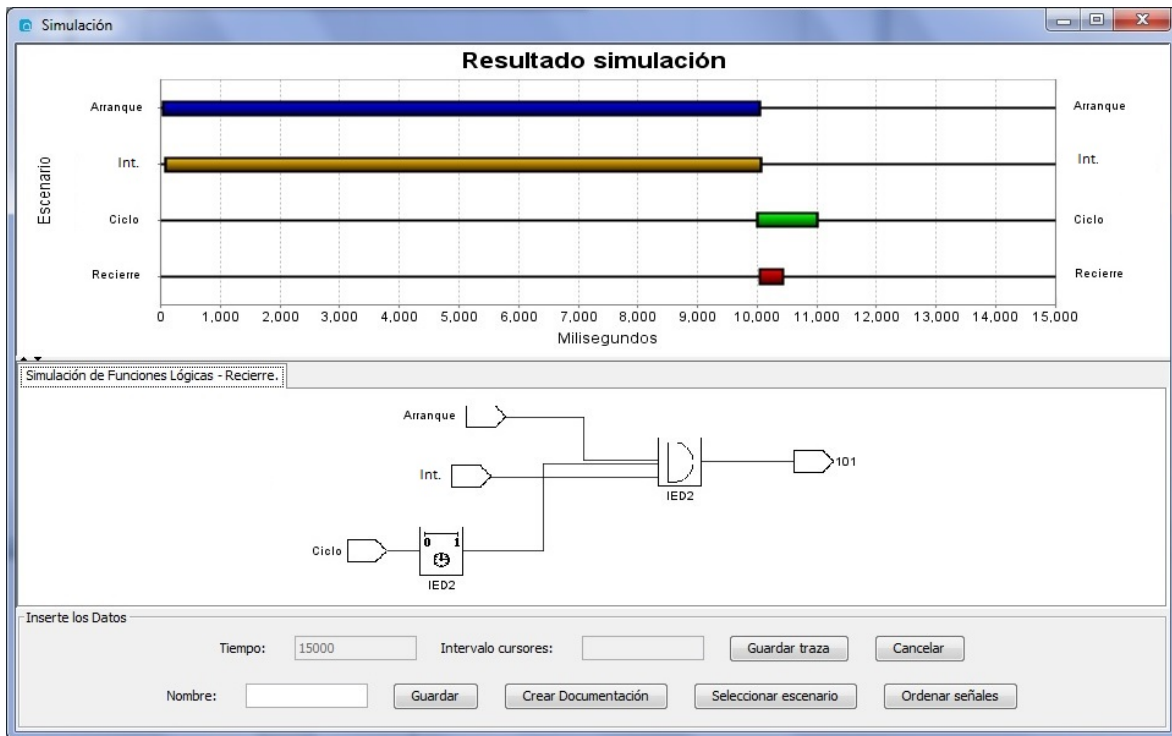


Figura 4.2.4.- Resultado de la Simulación

Así queda comprobada la comunicación mediante el protocolo IEC 61850. El primer mensaje GOOSE se comprueba al iniciarse la señal de arranque, ya que el IED1 dispara y envía un mensaje GOOSE al IED2 iniciando la señal de arranque. El segundo mensaje GOOSE se presenta cuando se manda el disparo de recierre y la señal de la posición del interruptor cambia estado.

4.3.- Caso 3: Comunicación en un tiro de carga utilizando IEC 61850 y DNP3

Se analiza la comunicación en un tiro de carga utilizando IEC 61850 y DNP3, con el fin de comparar el comportamiento de los mensajes del protocolo IEC 61850 contra el protocolo DNP3 ante la misma situación.

El comportamiento de la carga eléctrica es aleatorio, tiene una cierta tendencia durante el transcurso del día. Sin embargo hay instantes en los que la potencia de la subestación no es suficiente para alimentar a dicha carga. Por lo tanto, se observa un aumento de la demanda de la energía, de tal forma que es necesario evitar la sobrecarga en la red de la subestación. Como solución a esto se usa frecuentemente el tiro de carga automático. Dicha solución se basa en la configuración de los equipos de automatización de la subestación, como los relevadores o IED's [33].

En este caso se necesita una comunicación entre IED's y después el IED con su respectivo interruptor, ya que el IED que detecta el aumento de energía emite el mensaje hacia los otros para su desconexión.

Hay dos formas de hacer este proceso, en el primer caso el IED del transformador detecta un aumento excesivo en la carga, este envía un mensaje convencional al controlador de la subestación, este la procesa y envía mensajes a los controladores de bahía para la desconexión. En este caso, el protocolo de comunicación que se puede utilizar es el de DNP3.

De otra forma, el IED detecta el aumento en la carga, pero en este caso manda un mensaje de carácter urgente o mensaje GOOSE al controlador de la subestación y al mismo tiempo manda mensaje a cada uno de los IED's para su desconexión. En este caso se usan mensajes GOOSE y el protocolo de comunicación 61850.

Los sistemas modernos de prueba deben ser capaces de recibir y enviar mensajes GOOSE a través de la LAN de la subestación. Esto requeriría que el sistema de prueba sea capaz de interrogar la red, adquirir el mensaje GOOSE correcto y detener inyecciones de prueba o temporizador en menos de 2 milisegundos. Este tiempo sólo se consigue con la implementación del algoritmo apropiado en el sistema de prueba [34].

Se requiere verificar el tiro de carga usando el protocolo DNP3 y el IEC 61850. De esta forma se podrá visualizar la diferencia que tiene uno sobre otro, y cuál puede ser el más óptimo ante estas fallas en la subestación. Para resolver este problema se utilizan los 4 IED's de los alimentadores y el IED del transformador de la subestación antes descrita. La conexión se observa en la *Figura 4.3.1*:

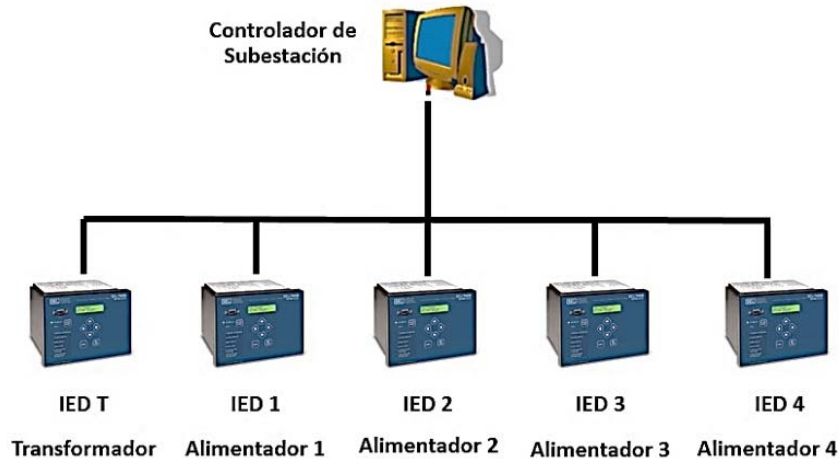


Figura 4.3.1.- Comunicación de bahías con centro de control

Para la prueba de transferencia de carga con DNP3, se configuran los IED's con el envío de mensajes convencionales utilizando el protocolo DNP3, en el IED del transformador se aumenta la corriente simulando el aumento de carga, los mensajes siguen el camino como lo muestra la *Figura 4.3.2*:

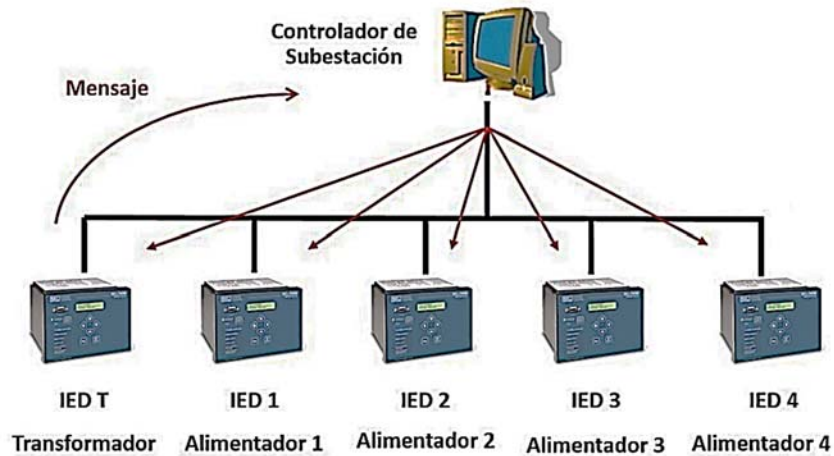


Figura 4.3.2.- Comunicación mediante DNP3

Para comprobar la comunicación mediante DNP3 en un tiro de carga, con la ayuda del *Apéndice* se configura la subestación descrita en el software. Como se observa en la *Figura 4.3.3* se cuenta con 3 bahías, una que es la del transformador, con su IED configurado con los nodos lógicos de comunicación y protección, sus conexiones físicas con los aparatos de medición, comunicación e interruptor. También se observan dos bahías de los alimentadores, cada una con su respectivo IED, y configurada de la misma manera que la bahía del transformador. Para este caso dos bahías son suficientes para demostrar el tiro de carga.

Se utiliza la conexión lógica “logicalP2P” para la comunicación mediante el protocolo DNP3, la cual sale de los nodos lógicos “PTOC” de cada IED que sirven para la comunicación, y se conecta con los nodos “GGIO” de la UTR, así se indica que los mensajes viajan a la UTR y después a los IED’s.

La lógica utilizada en esta simulación es la de una compuerta OR, tiene como entrada el disparo de protección del IED del transformador y del IED de la bahía, como salida tiene el disparo de protección para la apertura del interruptor de la bahía. En la lógica que observan dos compuertas OR, una está configurada para el IED1 y la otra para el IED2, la señal del disparo del transformador va a la entrada de ambas, así ambas bahías mandan apertura de su interruptor cuando el interruptor manda el mensaje de apertura por tiro de carga.

Para simular el tiro de carga se configura que la salida del nodo lógico de protección tome un valor positivo, así manda abrir el interruptor y el nodo lógico encargado de la comunicación envía un bit que representa un mensaje de que opera la protección del transformador por carga excesiva, este bit es el que se comunica con la UTR mediante el protocolo DNP y finalmente llega al IED1 y este manda el disparo de protección.

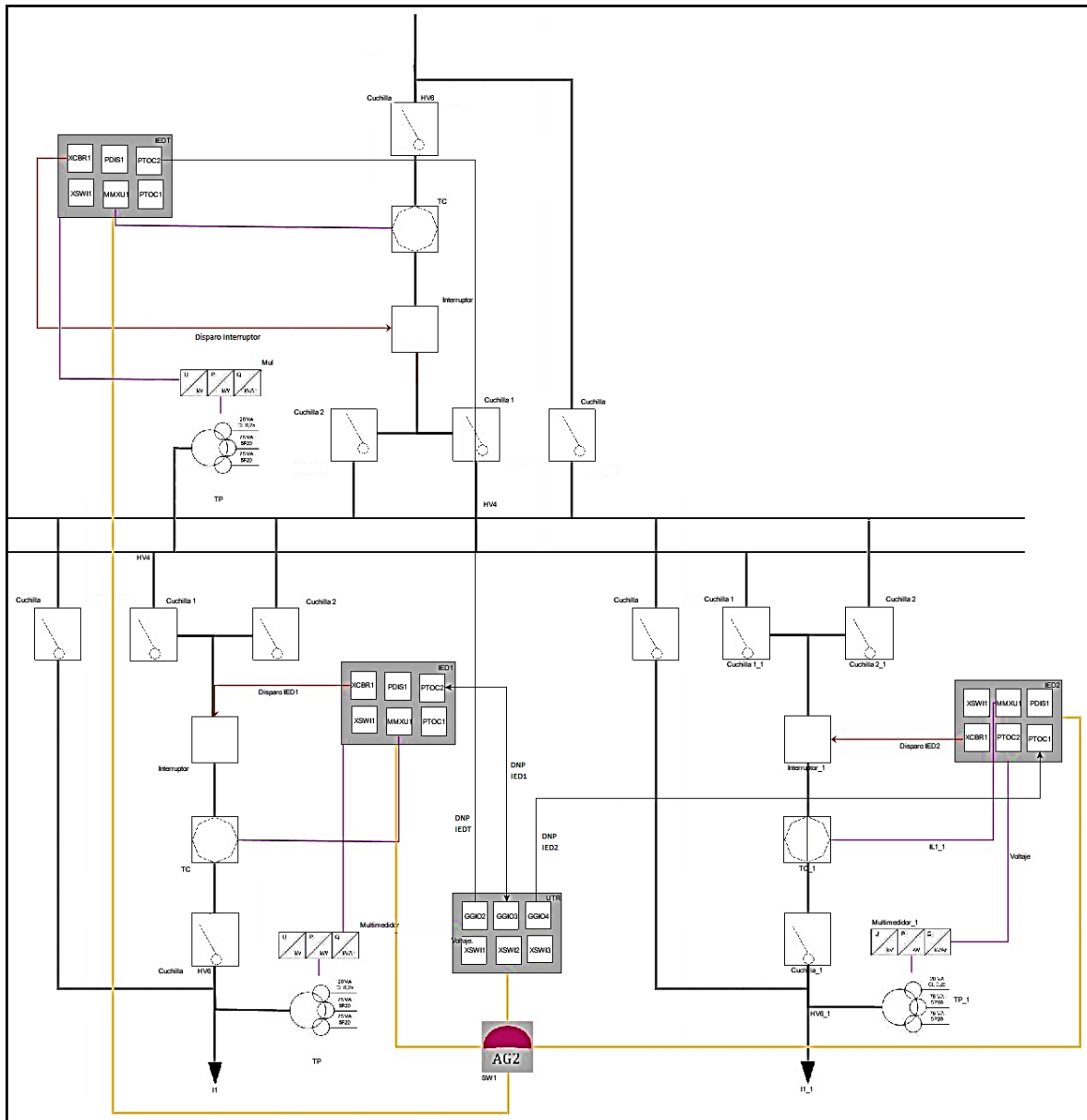


Figura 4.3.3.- Comunicación mediante DNP3 dentro del software

En la *Figura 4.3.4*, se muestra la ventana con el resultado de la simulación. La primer señal representa el mensaje que sale del IED del transformador, instantes después de que opera la protección se manda el mensaje, es por eso que la señal se vuelve positiva un instante después de que inicio la prueba. La segunda señal representa la posición del interruptor, se abre después de que se manda el disparo. La tercer señal es el mensaje que llega al IED1, se puede ver que hay una diferencia notable de tiempo, debido a que con el protocolo DNP3 los mensajes van primero al UTR y después al IED. La cuarta señal es la apertura del interruptor de la bahía 1.

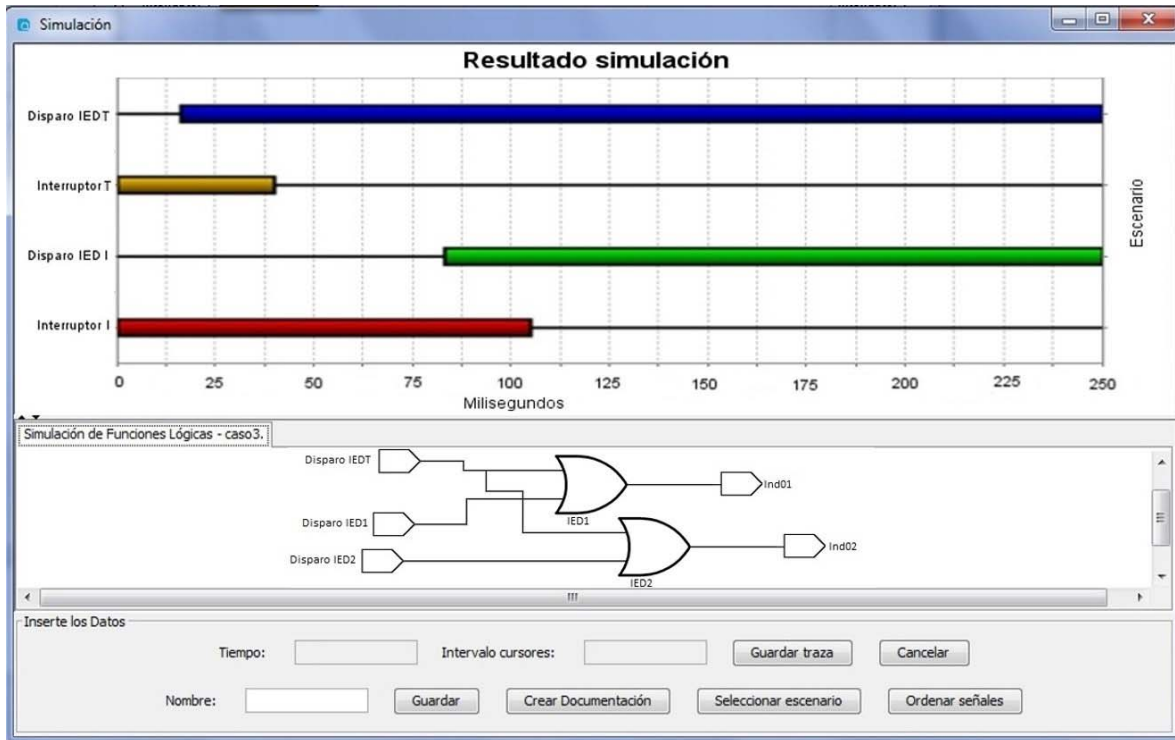


Figura 4.3.4.- Simulación con DNP3 para bahía 1

Para comprobar que el sistema funciona igual para las dos bahías en la *Figura 4.3.5*, se muestra la ventana con el resultado de la simulación para la bahía 2, en la cual se usa la misma lógica y las gráficas hacen referencia a las mismas señales a diferencia que aquí se muestran los resultados para la bahía 2, los resultados son muy parecidos, con una diferencia de tiempo en comparación con la bahía 1 despreciable. Con esto queda comprobado el comportamiento de la comunicación en un tiro de carga usando el protocolo DNP3.

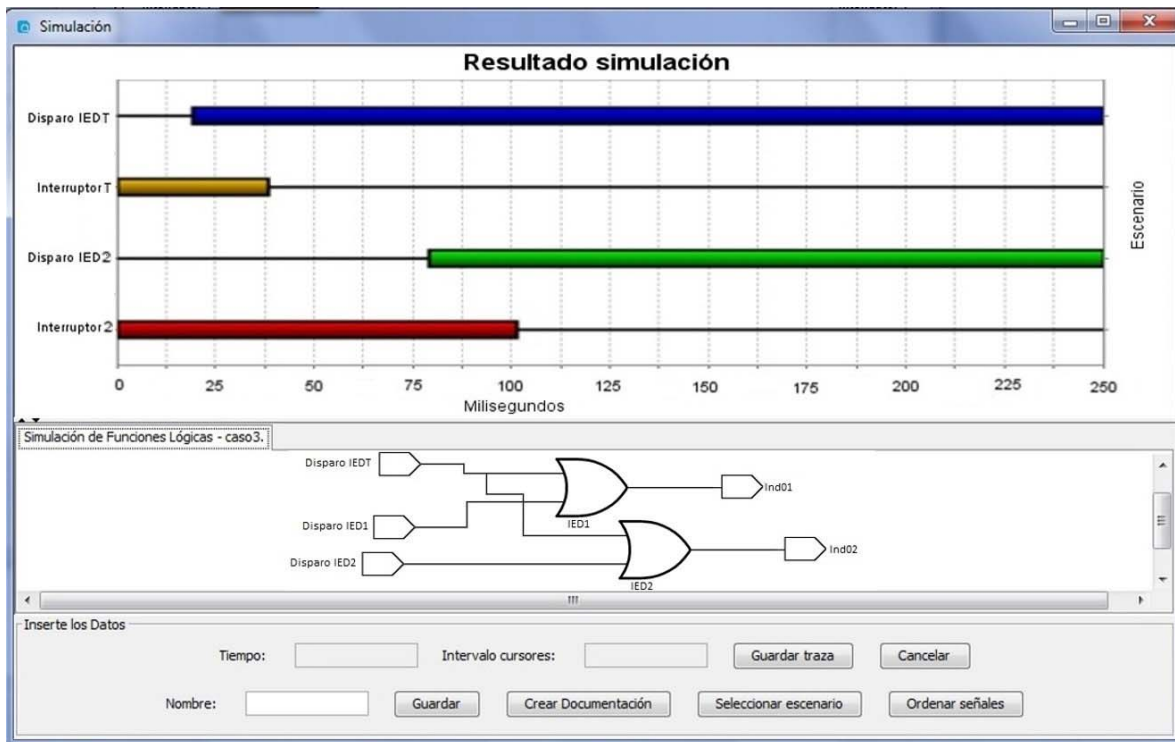


Figura 4.3.5.- Simulación para bahía 2

Para la comprobación de la comunicación mediante IEC 61850 en un tiro de carga, se configuran los IED's con él envío de mensajes GOOSE utilizando el protocolo IEC 61850, en el IED del transformador se aumenta la corriente simulando el aumento de carga, los mensajes siguen el camino como lo muestra la *Figura 4.3.5*:

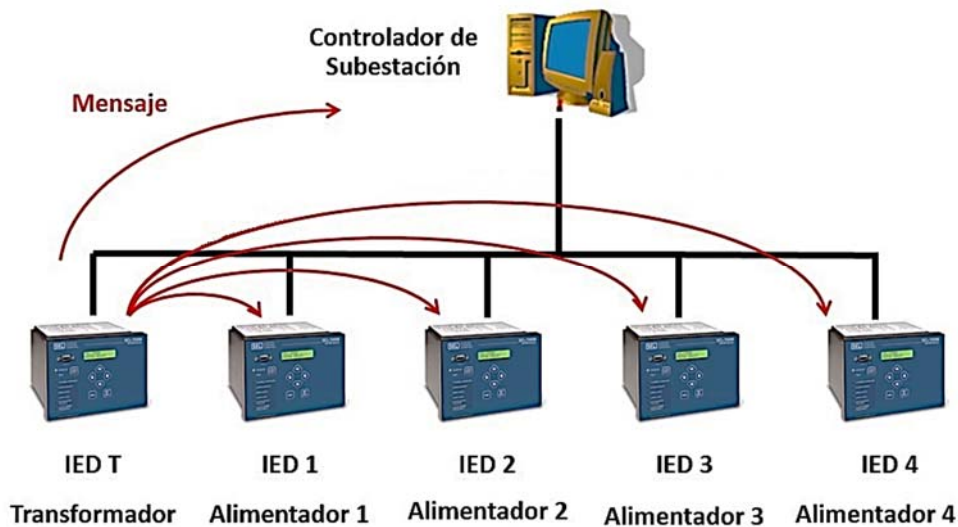


Figura 4.3.5.- Comunicación mediante IEC 61850

Con la ayuda del *Apéndice* se configura la subestación descrita en el software. Como se observa en la *Figura 4.3.6*, la subestación está configurada de la misma forma como cuando se comprobó la comunicación mediante DNP3 en un tiro de carga, a diferencia que el IED del transformador se le agrego 1 nodo lógico de comunicación, ya que en este estudio de caso el IED del transformador envía los mensajes GOOSE a los IED's de las bahías.

En este caso se utilizan 2 tipos de conexiones lógicas, una es "logicalP2P" para la comunicación con el protocolo DNP3 entre el IED del transformador con el UTR. La otra conexión lógica es "LogicConnGSE", la cual es la encargada de conectar los IED's, y da la referencia para él envío de los mensajes GOOSE. Así queda definido que los mensajes GOOSE son enviados de un IED a otro IED y los mensajes convencionales va de un IED a la UTR.

La lógica utilizada en esta simulación es la misma que en el caso de la comunicación mediante DNP3 en un tiro de carga. Se trata de una compuerta OR, tiene como entradas el disparo de protección del IED del transformador y del IED de la bahía, como salida tiene el disparo de protección para la apertura del interruptor de la bahía.

Para simular el tiro de carga se configura a los IED's para que se comuniquen a través del protocolo IEC 61850, ya que se enviaran mensajes GOOSE. Después se configura que la salida del nodo lógico de protección tome un valor positivo para simular que opera el tiro de carga, automáticamente se manda un bit que representa un mensaje de que opera la protección del transformador por carga excesiva, este bit es dirigido a los IED's de las bahías con carácter de urgencia, llega a los IED's y estos mandan el disparo de protección. En la *Figura 4.3.7*, se muestra la ventana con el resultado de la simulación para la bahía 1, las gráficas representan las mismas señales que la simulación de la comunicación mediante DNP3 en un tiro de carga, ya que la maniobra es la misma.

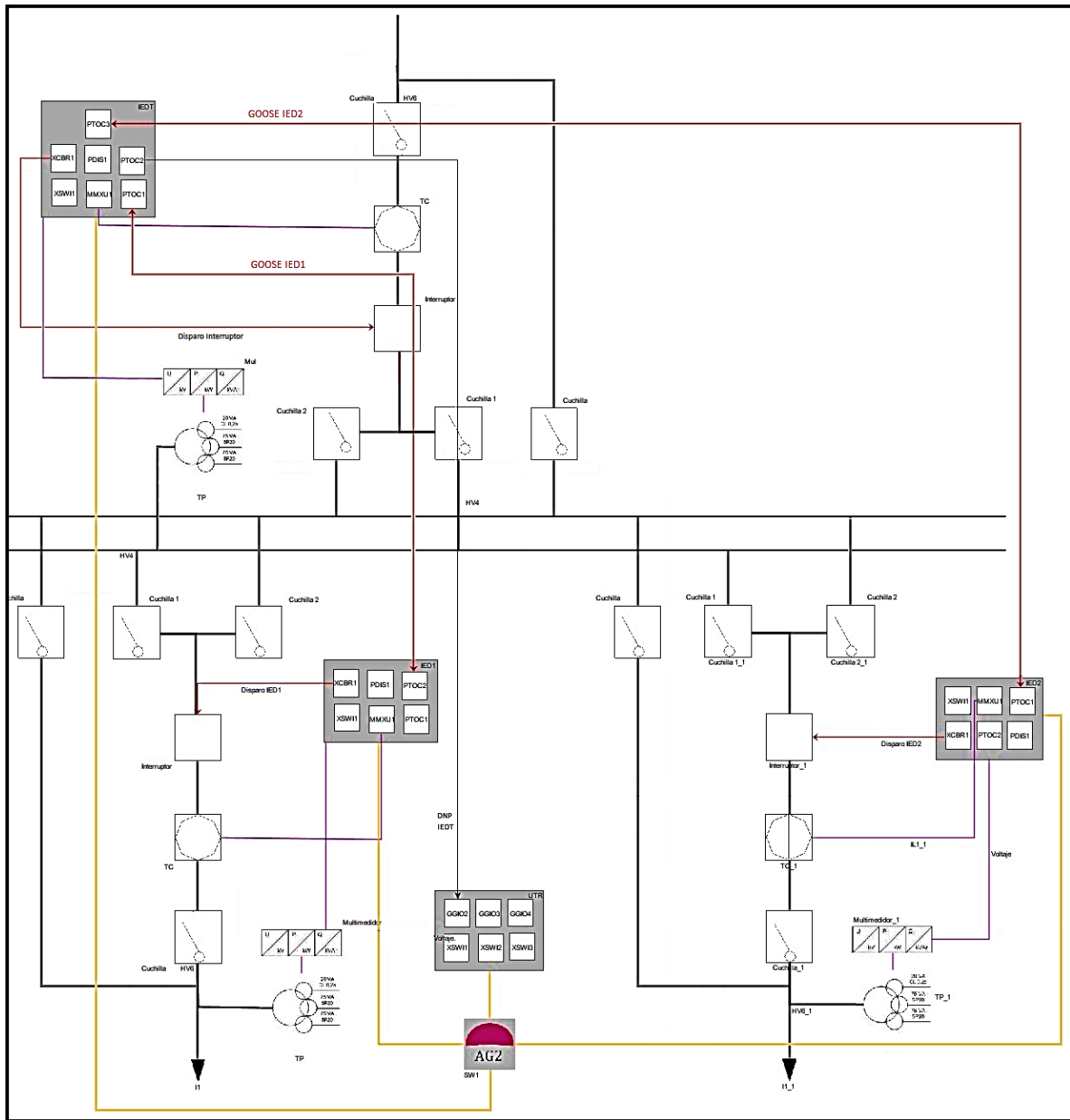


Figura 4.3.6.- Comunicación mediante IEC 61850 dentro del software

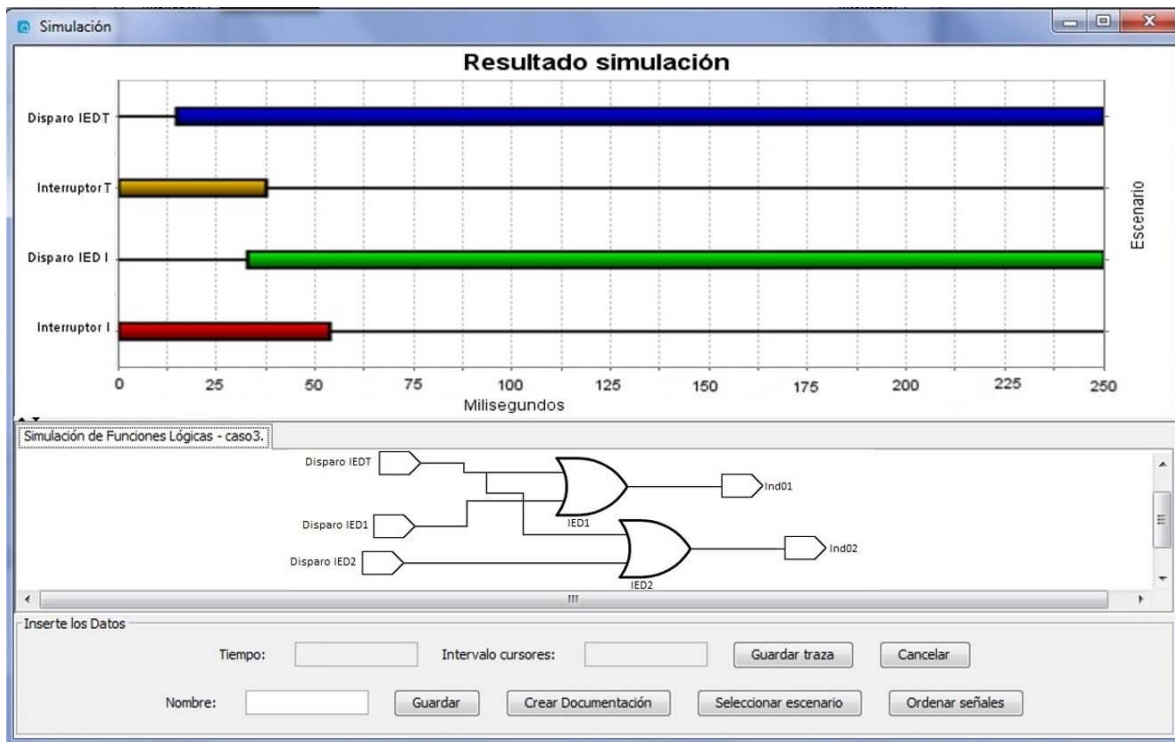


Figura 4.3.7.- Simulación con IEC 61850 para bahía 1

Para comprobar que el sistema funciona igual para las dos bahías en la *Figura 4.3.8*, se muestra la ventana con el resultado de la simulación para la bahía 2, en la cual se usó la misma configuración que la bahía 1, los resultados son muy parecidos, con una diferencia de tiempo en comparación con la bahía 1 despreciable. Con esto queda comprobado el comportamiento de la comunicación en un tiro de carga usando el protocolo IEC 61850.

Finalmente al comparar los resultados de la simulaciones entre los protocolos DNP3 e IEC 61850, el IED del transformador se comporta de la misma forma, a diferencia de los IED's de las bahías, ya que cuando se usan mensajes GOOSE la comunicación es más rápida en comparación con la del protocolo DNP3. Los resultados son tal y como se esperaban.

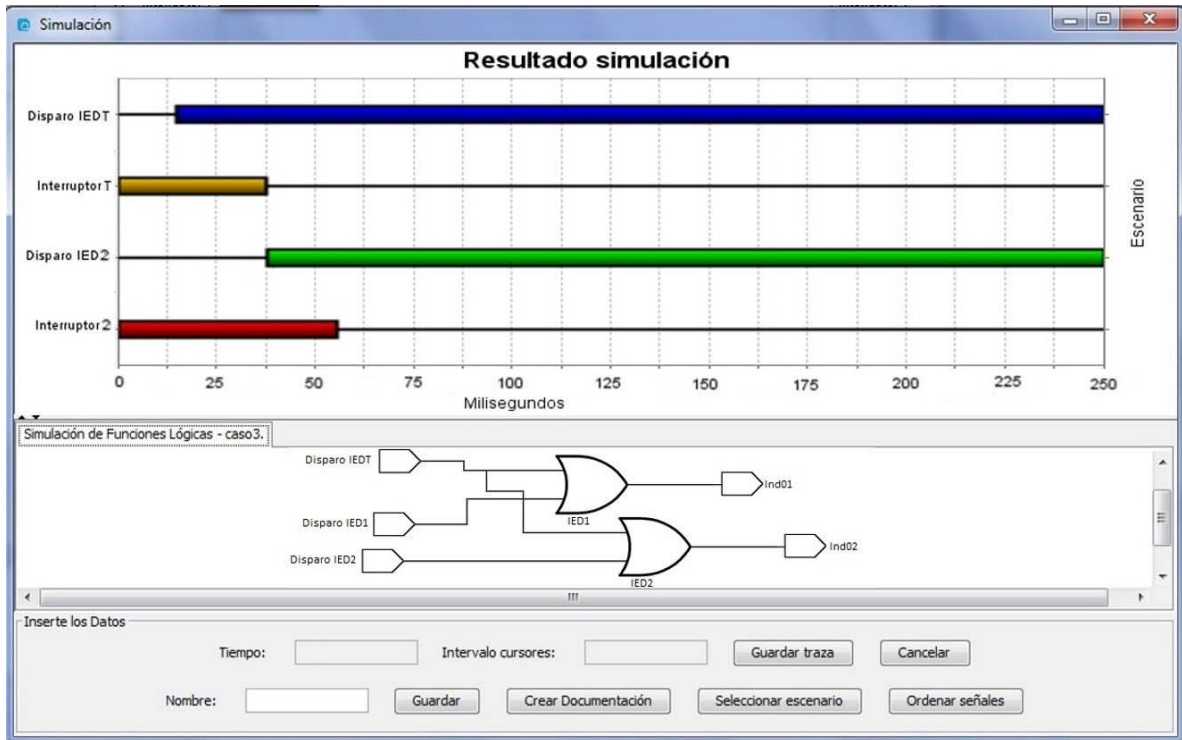


Figura 4.3.8.- Simulación con IEC 61850 para bahía 2

Capítulo 5

Conclusiones

Durante el desarrollo de este trabajo se compara la tecnología utilizada en las subestaciones y como a lo largo del tiempo ha avanzado. Se parte del análisis del estado de las subestaciones antiguas, de cómo estaban físicamente construidas y que de alguna forma con la tecnología con la que contaban en esa época, las subestaciones hacían bien su trabajo.

Se empezaron a introducir más dispositivos de diferentes áreas con el fin de mejorar el funcionamiento de la subestación. Así el crecimiento de las subestaciones depende del desarrollo tecnológico de áreas ajenas a la industria eléctrica. La automatización nace de la necesidad de las subestaciones para controlar todo ese equipo y hacer más eficiente el proceso.

En la actualidad la maniobrabilidad en las subestaciones es mucho más sencilla y eficiente que las antiguas, pero su complejidad en puesta en servicio ha aumentado, debido a la integración y configuración de la numerosa cantidad de equipos y sistemas. Ahora el ingeniero encargado de la subestación no solo tiene que tener conocimientos en el área eléctrica, sino también en otras áreas como comunicaciones, control y programación.

Definitivamente los IED's simplifican las tareas en la automatización, ya que hoy en día un solo dispositivo puede realizar diversas tareas como la comunicación, protección, medición y control del equipo primario, además esto trae ventajas como la reducción de espacio, ya que tableros antiguos pueden ser sustituidos por un IED.

De nada serviría tener todos estos equipos de gran tecnología, si no se tiene una buena comunicación entre ellos. Así la información y comandos de control no llegarían a su destino y por ende la función no se llevaría a cabo.

A lo largo de la historia se han creado diferentes protocolos de comunicación, primero se utilizaron los protocolos propietarios, ya que los equipos estaban condicionados a utilizar este tipo de protocolo, debido a que era una estrategia de los fabricantes por usar solo sus productos. De alguna forma el uso de este tipo de protocolos frenaba el crecimiento del desarrollo de las subestaciones. Por otra parte la estandarización de los protocolos ayudó a mejorar la comunicación en la subestación.

Se desarrollaron protocolos estandarizados, cada uno con mejoras y ventajas sobre su antecesor, en los cuales todos los fabricantes aportaron ideas para su desarrollo. En este trabajo se analizaron los dos protocolos actualmente usados, DNP3 e IEC 61850, el uso de cada uno depende del tipo de información que se quiera comunicar.

El protocolo DNP3 está diseñado para comunicar a los IED's con el centro de control. Dado que en este nivel de comunicación solo se reporta información como estados de posición, alarmas y valores de las magnitudes eléctricas. Este protocolo es ideal para ser implementado a este nivel, donde el tiempo de llegada de la información no es tan importante. Se puede concluir que con DNP3 el tiempo de llegada de los mensajes a su destino depende de la cantidad de mensajes en la red.

El protocolo de comunicación IEC 61850 es el estándar más actual y eficiente que existe en el mercado, dado que tiene la mayor compatibilidad con todos los sistemas utilizados en la subestación, además su funcionalidad es independiente del fabricante. Gracias a que es un estándar aceptado internacionalmente, muchas subestaciones alrededor del mundo están optando por implementar este protocolo, como consecuencia de esto, muchos ingenieros, investigadores y fabricantes aportan para el desarrollo de este estándar, haciéndolo mejor y único. IEC 61850 es un estándar probado a futuro.

Las razones por las cuales IEC 61850 no ha sido implementado en algunas subestaciones es por su alto costo. En México la implementación de este estándar se ha visto frenada debido a la inexperiencia de los ingenieros. En México hay un rezago tecnológico de aproximadamente 1 año, lo cual nos hace dependientes de la tecnología desarrollada por otros países.

La mayor ventaja del protocolo IEC 61850 son los mensajes GOOSE, ya que estos definen un nuevo tipo de mensajes, los cuales llegan a su destino en el menor tiempo posible. Esto trajo beneficios al área de protecciones, ya que el mensaje de disparo de protección llega al interruptor en un tiempo menor, comparado con los protocolos anteriores.

Así como toda la tecnología que día con día va creciendo, el protocolo IEC 61850 en un futuro se desarrollará o incluso será reemplazado por otro protocolo con mejores características. Por lo pronto se tiene planeado una versión del protocolo IEC 61850 que sea aplicable a otros sectores del sistema eléctrico de potencia, como en la generación y transmisión.

El protocolo de comunicación DNP3 es recomendable implementarse cuando la comunicación se trata de reporte de eventos y estado de la posición de los equipos en bahía, ya que su complejidad es menor respecto a la de IEC 61850. En la simulación, el uso de éste protocolo dió resultados positivos ya que cumplió con su función, logró transmitir información desde el emisor hasta el receptor.

El protocolo de comunicación IEC 61850 es recomendable implementarse a nivel bahía, ya que si se requiere velocidad en la trasmisión de datos, este protocolo lo hace eficientemente. La implementación de este protocolo es más compleja comparada con la de DNP3, ya que IEC 61850 es una norma más completa que abarca otras áreas aparte de la de comunicación. Después de la simulación se puede concluir que la característica que hace mejor al protocolo IEC 61850 es la forma en que envía los mensajes, es decir, comunicación directa entre IED's.

Los dos protocolos de comunicación utilizados en la simulación, comunicaron a los dispositivos de forma eficiente. Cuando se requiere una comunicación donde el tiempo de envío y recepción no es tan importante se puede usar el protocolo DNP3, pero cuando se requiere velocidad en la comunicación el protocolo IEC 61850 es la mejor opción, una combinación de ambos es el esquema que actualmente se utiliza.

Para empezar un nuevo proyecto dentro del programa para configurar una subestación, primero se deben de configurar los nodos lógicos. Un nodo lógico es la representación de una función de un dispositivo utilizado para la automatización, así existe un nodo lógico para cada una de las funciones de protección, control, medición y comunicación. El listado completo de todos los nodos lógicos se encuentra en el apartado 7-4 “Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos” de la norma IEC 61850.

La configuración de estos nodos se hace en una extensión del programa principal llamado “LN Editor”, aquí el programa despliega una lista con las distintas funciones que el IED puede tener. En la *Figura A.2* se puede ver la ventana con la configuración de un IED, donde las funciones están ordenadas por categorías, el proceso para la configuración es el siguiente:

1. Se crea un proyecto nuevo y se nombra
2. Navegar en las categorías y se selecciona la función
3. Se activa dicha función en el IED
4. Se guarda el proyecto en un formato CID

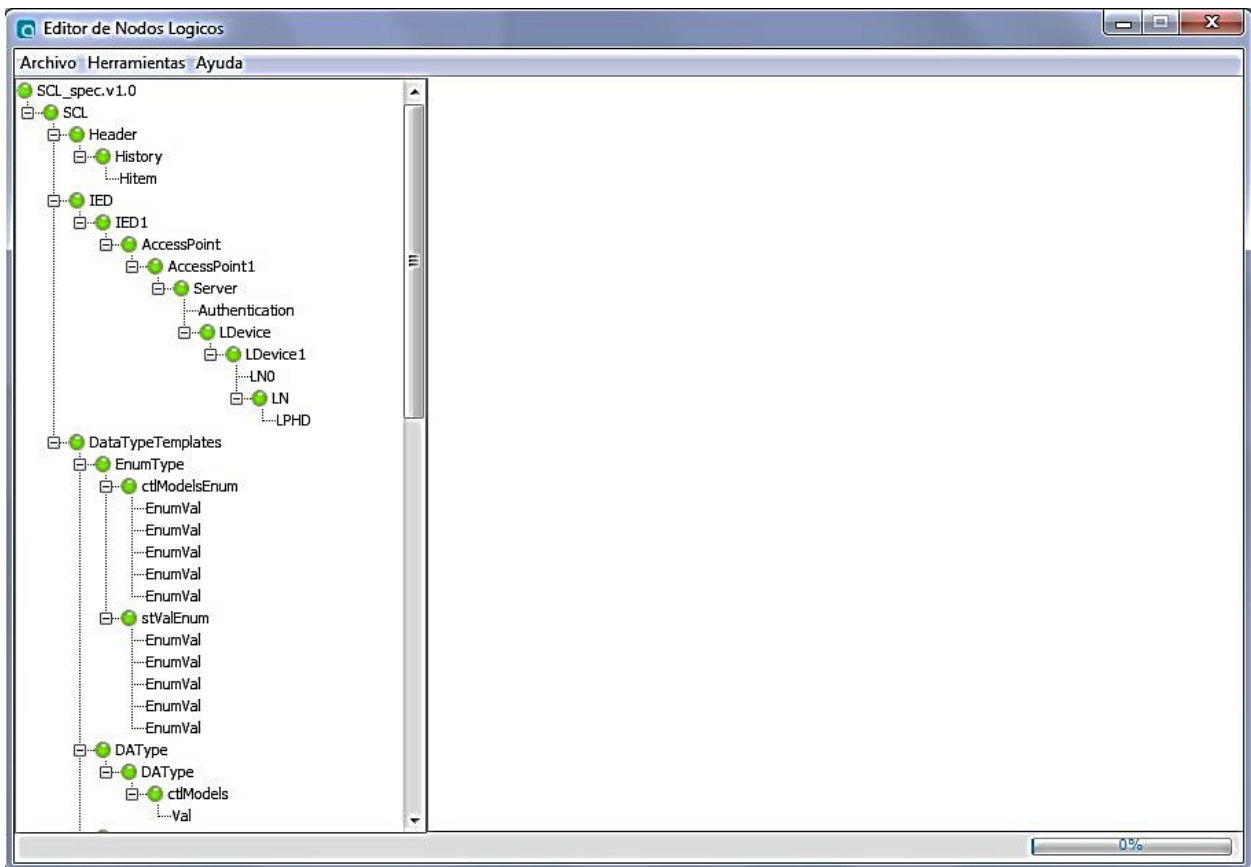


Figura A.2.- LN Editor

Después de configurar el IED con las funciones de protección, control, medición y comunicación a través de los nodos lógicos, se guarda el proyecto en un archivo con formato CID, ya que posteriormente se necesita para la integración con la subestación.

Para configurar la subestación se utiliza el software llamado “atlan”, en esta plataforma se puede integrar los IED’s con la configuración de la red de comunicación y la bahía.

El proceso para crear un nuevo proyecto en el programa es, primero se selecciona el submenú “Nuevo Proyecto”, al hacer esto se despliega la ventana que aparece en la *Figura A.3*, aquí se nombra y se le dan las propiedades al proyecto:

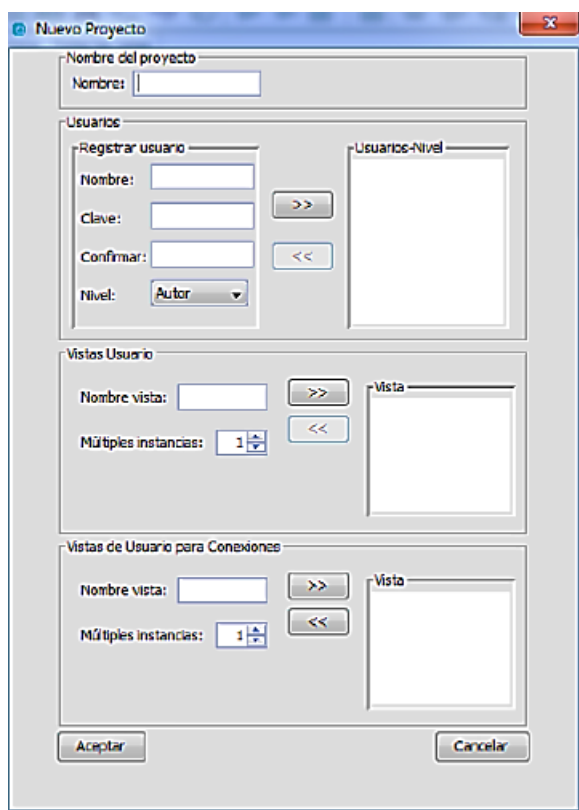


Figura A.3.- Proyecto nuevo

Después de haber definido el proyecto aparece la ventana principal del área de trabajo, como se observa en la *Figura A.4*, esta ventana tiene 3 secciones: la vista completa de todos los elementos, el área de trabajo donde se pueden seleccionar y editar los elementos y por el ultimo el área de librerías. Esta última es muy importante porque se encuentran todos los dispositivos, conexiones, elementos físicos como interruptor, cuchillas, barras u otras y funciones lógicas que se vayan a utilizar en el proyecto.

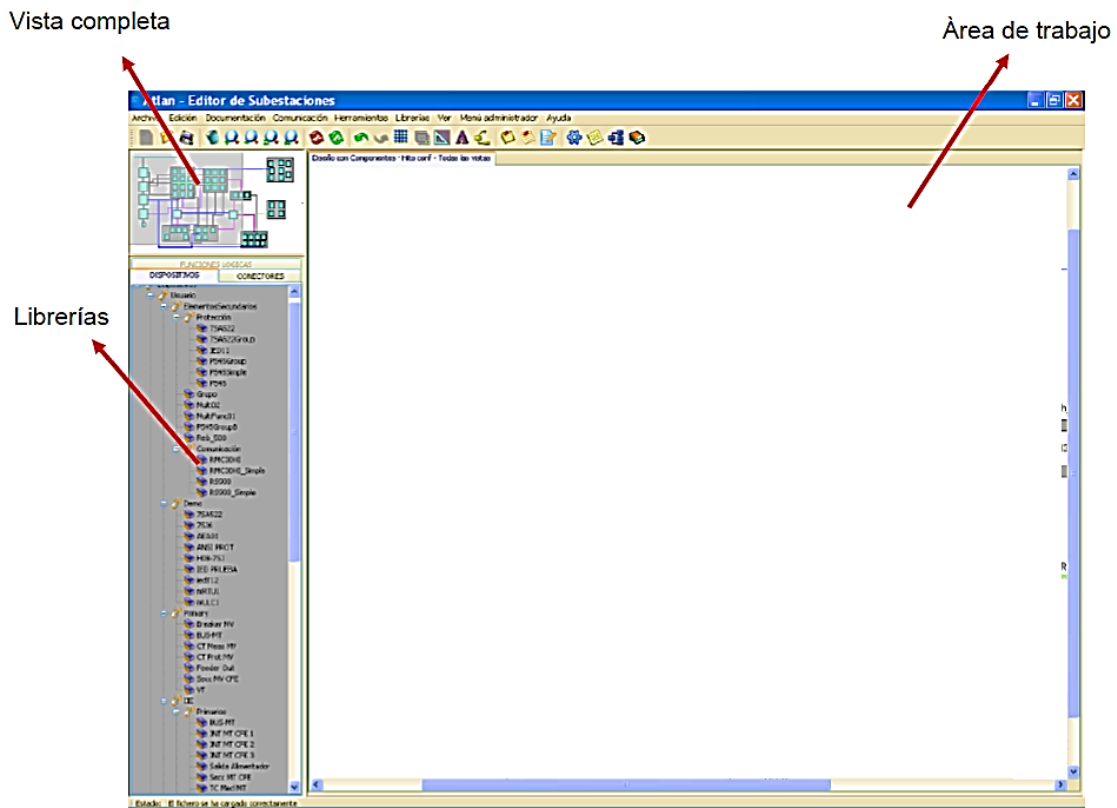


Figura A.4.- Ventana de trabajo

El paso siguiente es la inserción de los dispositivos, para ello en la librería existen 3 categorías de elementos para insertar:

- Dispositivos
- Conectores
- Funciones Lógicas

Primero se insertan los dispositivos físicos como interruptor, cuchillas, barras, TC, TP, transformador, elementos de comunicación como UTR, switch y todos los elementos que conformen la subestación a configurar. Estos se encuentran en la categoría de “Dispositivos” de la librería. Se selecciona en la librería el elemento a insertar, después dentro del área de trabajo con un click se inserta el elemento, a continuación se unen estos elementos con una conexión física llamada “wire”, la cual es una representación de la conexión física que tendrían los elementos en bahía. Al final se tiene configurada una bahía con los elementos físicos como se ve en la Figura A.5.

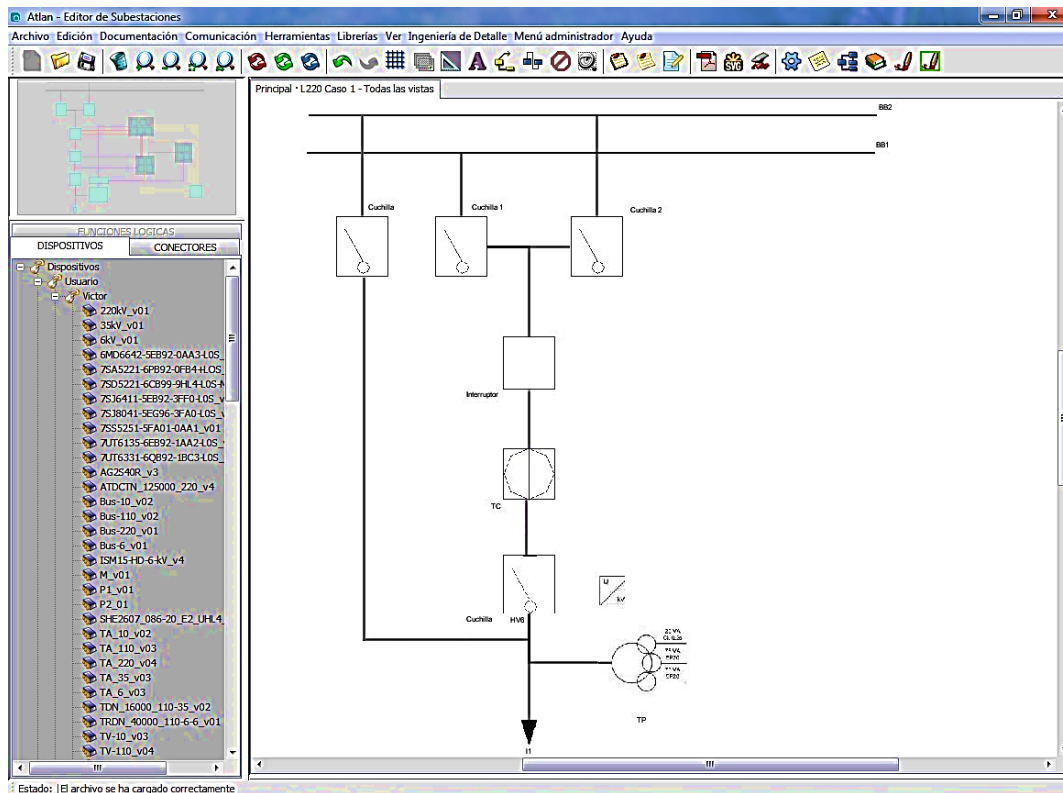


Figura A.5.- Inserción de bahía en el software

Para insertar IED's se utiliza la categoría de Dispositivos de la librería, el programa tiene definidos IED's de algunos fabricantes o bien se puede seleccionar un IED configurable por el usuario. Se selecciona un IED para configurar desde cero, enseguida aparece la ventana de configuración del IED como se muestra en la *Figura A.6*. Aquí se le da un nombre al IED, después se importa el archivo con formato CID creado anteriormente con los nodos lógicos, se establece el nivel de tensión y los parámetros de comunicación, como direcciones IP y el protocolo con el que se comunica.

Estas configuraciones deben de ser las mismas que el resto del sistema, por ejemplo, mismo nivel de tensión, protocolo de comunicación y red, de lo contrario cuando se conecte con el resto de los equipos el programa arroja un error. Los nodos lógicos dentro del IED se pueden activar o desactivar según el usuario lo requiera.

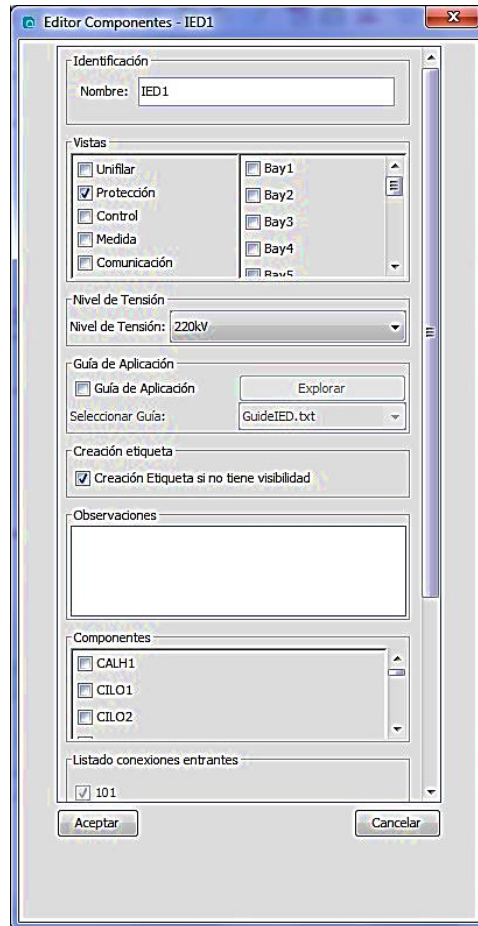


Figura A.6.- Edición de un IED

Después de que se hayan insertado todos los dispositivos se hacen las conexiones. Hay dos tipos de conexiones, las físicas, que representan el cable de cobre, Ethernet, Fibra Óptica y otros. Y las conexiones lógicas, las cuales se utilizan para dar una referencia de cómo y cuales elementos se comunican. Esta comunicación puede ser señales físicas, señales binarias y corrientes analógicas.

Para hacer las conexiones se selecciona un tipo de conexión y los elementos a conectar, después aparece una ventana para configurar la conexión. En la *Figura A.7* se observa la ventana para configurar la conexión lógica llamada "LogicalP2P", la cual es utilizada para conectar dispositivos que trabajen con el protocolo de comunicación DNP3, en ella se configura el nodo de salida y el nodo de llegada, se seleccionan los puertos de comunicación del IED y se le puede asignar un nombre.

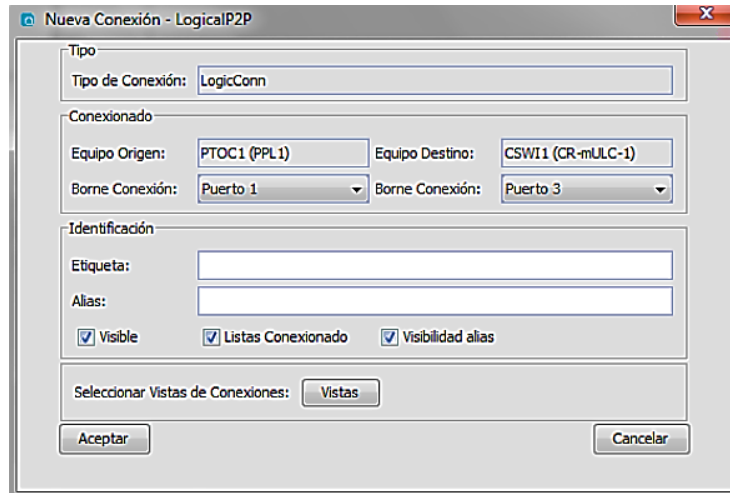


Figura A.7.- Conexión LogicalP2P

En la *Figura A.8* se observa la ventana para configurar la conexión lógica llamada “LogicConnGSE”, la cual se utiliza para el envío de mensajes GOOSE, en ella se configura el nodo de salida y el nodo de llegada, los parámetros de comunicación y se le puede asignar un nombre.

Después de tener la subestación, elementos y conexiones, se configuran las lógicas, las cuales sirven para definir de qué forma se deben de comportar los IED’s ante una maniobra. Para ello se dirige a la categoría de “Funciones Lógicas” dentro de la librería, allí se encuentran todas las funciones lógicas que se vallan a utilizar, el programa tiene definidas algunas funciones lógicas, o bien se puede crear una nueva.

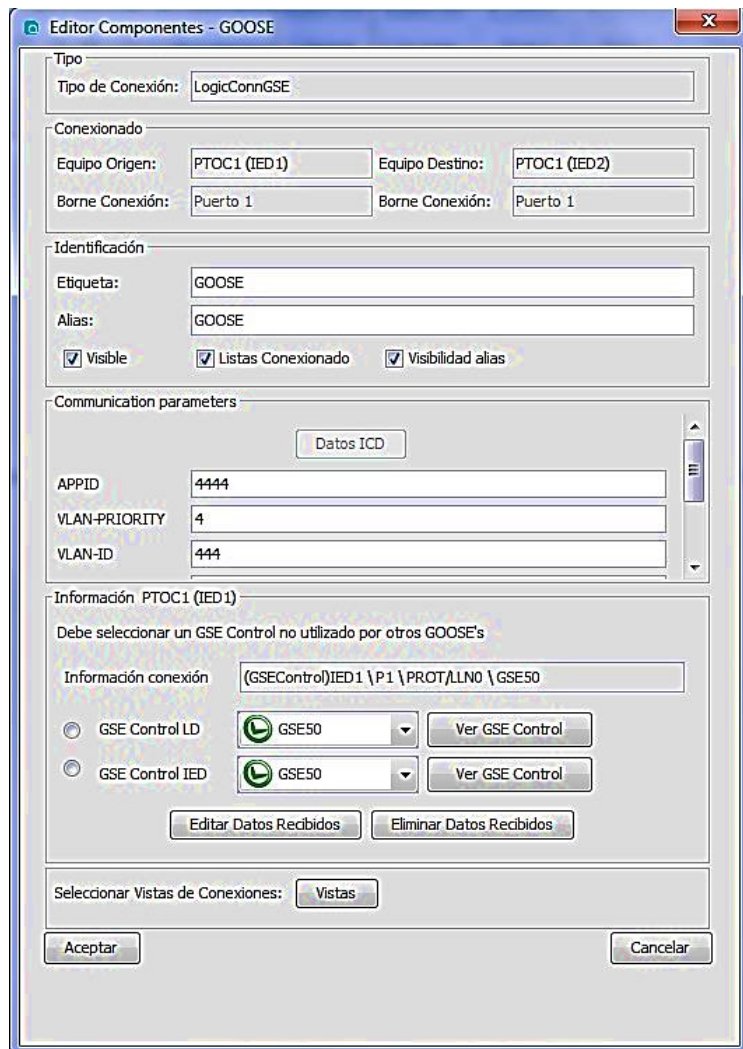


Figura A.8.- Conexión LogicConnGSE

Para crear una función lógica se utiliza el “Editor de Funciones Lógicas”, el cual se accede desde el submenú “Funciones”, aparece una ventana como la de la *Figura A.9*, aquí se puede crear una función lógica desde cero, una vez creada se guarda para que posteriormente aparezca en la librería de lógicas.

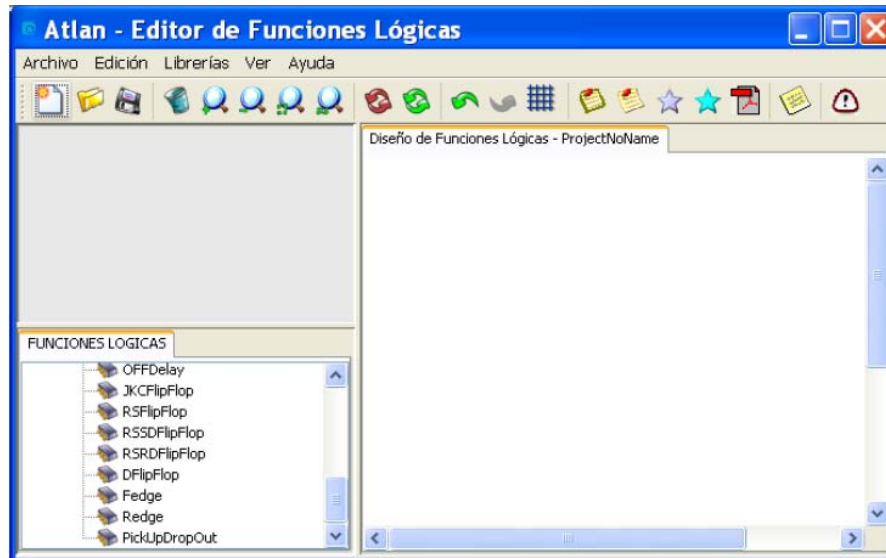


Figura A.9.- Editor de Funciones Lógicas

Ya que se tienen las funciones lógicas se le asignan las señales, primero se asigna con cual IED trabaja y después las señales de entrada y salida, estas señales de entrada pueden ser del mismo IED o señales de otros dispositivos al cual el IED esté conectado.

Finalmente ya que se tiene la subestación, los dispositivos y la forma en que va a trabajar, se puede simular su comportamiento. Para ello se accede al menú de “Simulación” y se despliega una ventana como en la *Figura A.10*, aquí se puede configurar. Primero se define el tiempo de la simulación, se selecciona la lógica y por ultimo las señales.

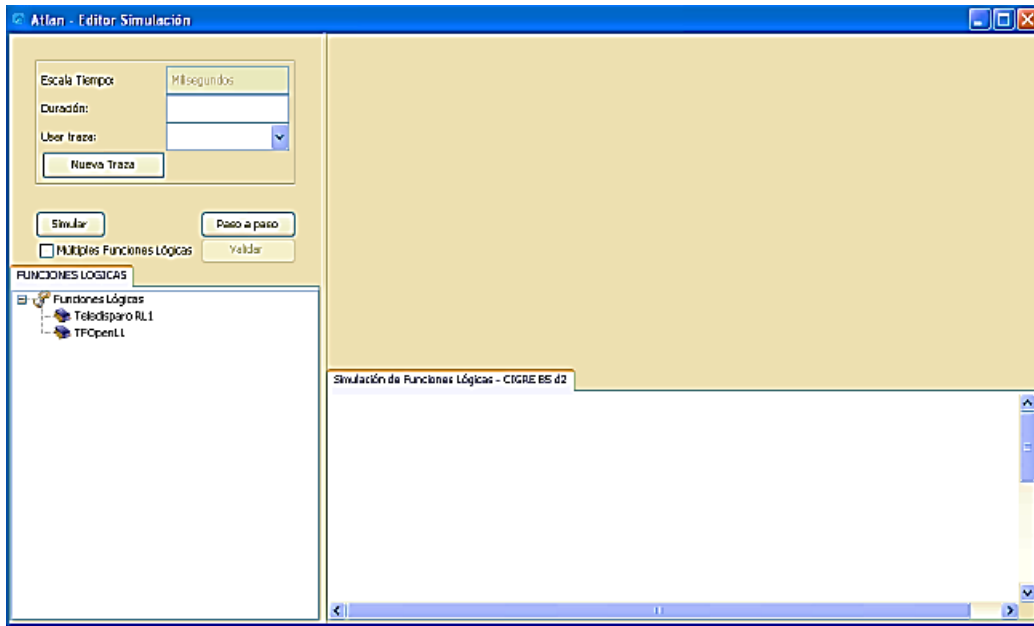


Figura A.10.- Configuración de la simulación

Después de definir el tiempo y las funciones lógicas, se les asigna el valor a las señales que se mostraran en la ventana de resultados, esto se hace a través de una ventana llamada “Trazas”, como se ve en la *Figura A.11*. El programa define un conjunto de valores a los cuales se les asigna las señales a simular. Los valores son:

- Señal siempre a “0” o “1”
- Transición “0-1” o “1-0”, definible por el usuario
- Impulso positivo “0-1-0” o negativo “1-0-1”, el inicio y duración del pulso son definidos por el usuario
- Clock. Señal periódica. El usuario puede definir la duración del estado cero y del uno

Con esto se puede forzar a que una señal tenga un valor fijo. Después se selecciona el tipo de valor y se le asigna la señal a simular. Estas señales pueden ser la entrada o salida de un nodo lógico, la entrada o salida de una función lógica o cualquier elemento que esté configurado mediante una conexión lógica.

Para simular la posición del interruptor primero se asigna un valor inicial a la señal, cuando haya un disparo por protección hará un cambio de estado en la señal del interruptor, de esta forma la señal de la posición del interruptor cambiara su valor y se interpreta como que se abre o se cierra, esto es debido a que dentro del programa no se puede hacer una conexión lógica en un interruptor.

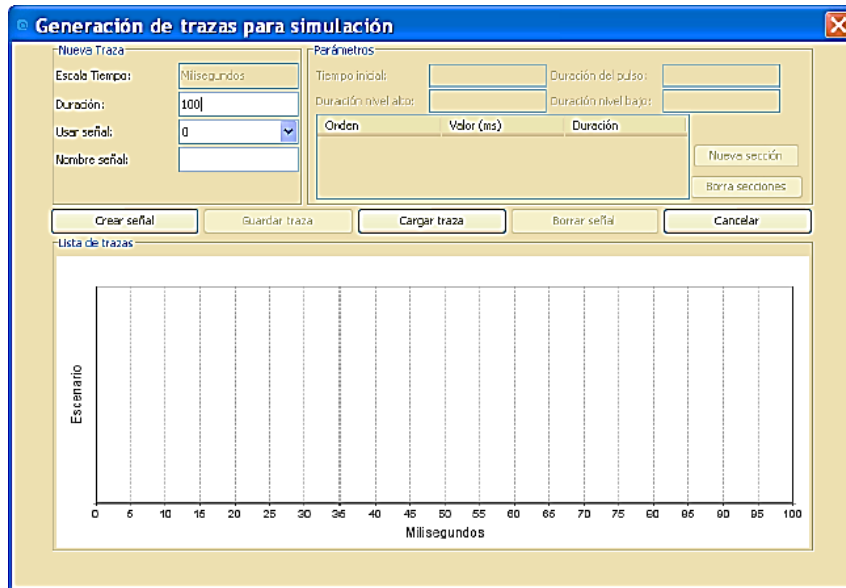


Figura A.11.- Trazas para simulación

Para efectuar la simulación se usa el botón “Simular”, se puede llegar a tardar dependiendo del tiempo de simulación configurado o de la cantidad de señales, al final emite una ventana con los resultados, como se observa en la *Figura A.12*, donde muestra un gráfico con las señales y la lógica simulada.

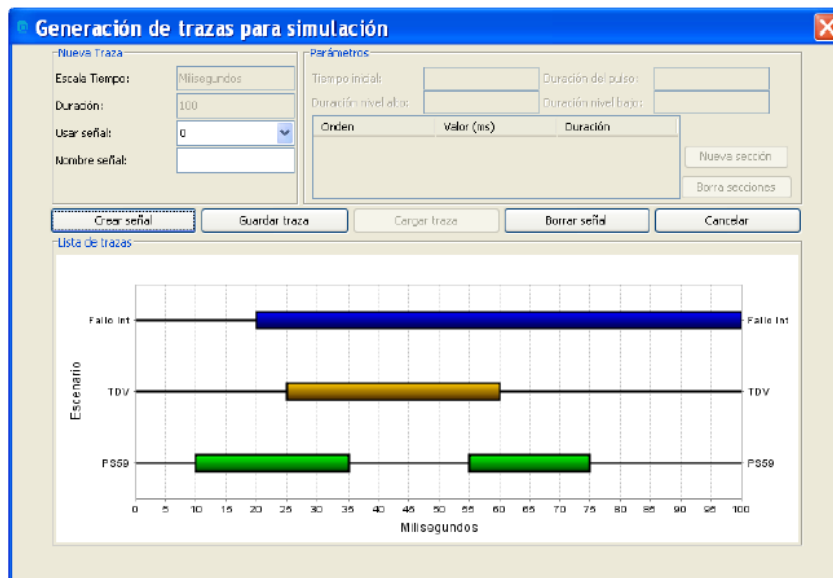


Figura A.12.- Resultado de simulación

Bibliografía

- [1].- Olovsson, Hans-Erik y Lejdeby, Sven-Anders. "Evolución de las subestaciones. El diseño de subestaciones a principios del siglo XX y en la actualidad". Revista ABB 1/2008. Página 1
- [2].- Ibídem. Páginas 34–38.
- [3].- Gers, Juan M. y Holmes, Edward J. "Protection of Electricity Distribution Networks". 3ra Edición. London, United Kingdom. The Institution of Engineering and Technology. 2011. Páginas 269 a 283.
- [4].- Hossenlopp, Luc. "Strategies for the Renovation of Protection and Control Systems in Electrical Substations". Alstom. Francia. 2000
- [5].- CFE. "Informe Anual 2012". Mexico, DF. Página 26. <http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Lists/Publicaciones%20Informes%20Anuales/Attachments/10/Informe2012CFE.pdf>. [consulta: 24/junio/14]
- [6].- Artech SA. "Transformadores de tensión capacitivos desde 36 kV hasta 525 kV".
- [7].- Grupo Artech. "Transformador de Corriente Óptico". <<http://www.artech.com/es/productos-y-soluciones/categoria/transformador-de-corriente-optico>> [consulta: 28/Jun/14]
- [8].- ALSTOM. "Nueva tecnología de transformadores de medida ópticos". 23-Agosto-2010. <http://www.alstom.com/Global/Spain/Resources/News/2.5_Noticias_Grid.pdf>. [consulta: 17/Marzo/14]
- [9].- Martín, José Raull. "Diseño de Subestaciones Eléctricas". LIBROS MCGRAW-HILL DE MEXICO. 1987. Páginas 388 a 390.
- [10].- Enríquez, Harper. "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas". 2da Edición. México DF. Limusa Noriega Editores. 2005. Páginas 314 a 319.
- [11].- García Chagoya, Máximo Julio Cesar. "La IEC 61850 para la automatización de la S.E. Zapata de CFE". Tesis (Licenciatura). México, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2007. Páginas 34 a 44.
- [12].- Pérez Verde, Ariel. "Protocolo Profibus DP". MAR/09. <<http://automatizacion.bligoo.com/content/view/465437>> [consulta: 24/Junio/14].

[13].- Especificación CFE V6700-62. "Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas". México. Febrero 2006.

[14].- Martín, José Raul. "Diseño de Subestaciones Eléctricas". LIBROS MCGRAW-HILL DE MEXICO. 1987. Página 359.

[15].- Rama Estudiantil del IEEE de la UCSA. "Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI)". <<http://ramausca.wordpress.com/2010/12/24/dispositivo-electronico-inteligente-ied/>> [consulta: 28/Feb/14]

[16].- Soluciones ABB de protección y Automatización. "Relevadores Modernos de Distribución, Serie 615 ANSI versión 4.0, Funciones, características y selección". 4-Abril-2013.

[17].- Especificación CFE G0000-34. "Sistema de Información y Control Local de Estación". México. Marzo 2010.

[18].- SICCOA. "SICLE SCADA de CFE para Subestaciones Eléctricas". <<http://siccoa.com/?id=121>> [consulta: 23/Jun/14]

[19].- ALSTOM. "Manual del Protocolo DNP3". 2011

[20].- Silva Perales, José Luis. "Diseño y construcción de un sistema de alarmas utilizando el protocolo DNP3". Tesis (Licenciatura). México, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2012. Páginas 21 a 23.

[21].- Ing. León Martínez, A. R. "Apuntes DNP3.0". Sistemas Eléctricos de Potencia Computarizada S.A. de C.V. México D.F.

[22].- DNP Users Group. "Benefits of DNP3". <<http://www.dnp.org/Pages/AboutBenefits.aspx>> [consulta: 6/Mar/14]

[23].- C. Picasso, F.C. Poujol y R.E. Llamas. Comité de Estudios B5 – Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones. México DF. Mayo 2009. <<http://www.iie.org.mx:8080/SitioGSP/Articulos/metodologia%20para%20establecer%20el%20perfil%20de%20una%20meta.pdf>> [consulta: 23/Junio/14]

[24].- "Embedded controller exposes electric measurements through IEC 61850". SEP/09. <<http://blog.iec61850.com/2009/09/embedded-controller-exposes-electric.html>> [consulta: 2/Abril/14]

[25].- Juan M. Gers, Edward J. Holmes. "Protection of electricity networks". 3ra Edición. Institution of Engineering and Technology. London, UK. Macmillan Company UK. 2011.

[26].- NMX-J-136-ANCE-2007. "Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos". México DF. Junio 2007

[27].- Viqueira, Jacinto. "Redes Eléctricas". Tomo 1. México, Facultad de Ingeniería. 2004.

[28].- Díaz H. Jorge, Sánchez E. David, González B. Rey David. "Sistemas PCYM Integrados en Base a Relevadores Multifuncionales y Procesadores de Comunicaciones". Schweitzer Engineering Laboratories, SA de CV.

[29].-Rodríguez, Pablo Alfonso y Arriola, Alfredo. "Automatización de Subestaciones Eléctricas con IEC". Schneider Electric. Querétaro, México. Abril 2012.

[30].- Calderón Guizar, Jorge Guillermo. "Análisis de Fallas en Sistemas Electricos de Potencia". Lima, Perú. 2008.

[31].- Martín, José Raull. "Diseño de Subestaciones Eléctricas". LIBROS MCGRAW-HILL DE MEXICO. 1987. Página 357.

[32].- Espinosa, Carlos. Caicedo, Glayds y Almonacid, Oscar. "Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución". El hombre y la Máquina, No. 41. Enero – Abril 2013. Página 10

[33].- Chávez Mosqueda, Gerardo. "Propuesta de Automatización de una Subestación Eléctrica de Distribución". Tesis (Licenciatura). México, Facultad de Ingeniería, UNAM. Octubre 2013. Páginas 99 a 102.

[34].- Correa A., Jorge. "Consideraciones para pruebas de aparatos IEC 61850". JUN/10. <<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1410&edi=74>> [consulta: 3/Junio/14]