



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850**

Victor David Salazar Santos

Asesorado por el Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

Guatemala, marzo de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

VICTOR DAVID SALAZAR SANTOS

ASESORADO POR EL ING. GUILLERMO ANTONIO PUENTE ROMERO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO EN ELECTRÓNICA

GUATEMALA, MARZO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Helmunt Federico Chicol Cabrera
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 24 de septiembre de 2014.

Victor David Salazar Santos

Guatemala, 12 de febrero de 2015.


Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
Coordinador de Área de Electrónica
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Ingeniero Guzmán:

Por este medio me permito dar aprobación al Trabajo de Graduación titulado: "PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850", desarrollado por el estudiante Victor David Salazar Santos con carné No. 2010-20401, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos, por lo que el autor y mi persona somos responsables del contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
ASESOR
Colegiado 5898

Guillermo A. Puente R.
INGENIERO ELECTRONICO
COL. # 5898



Ref. EIME 11 2015
Guatemala, 16 de febrero 2015.


Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850, del estudiante, Victor David Salazar Santos, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
Coordinador Área Electrónica



STO



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 11. 2015.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **VICTOR DAVID SALAZAR SANTOS** titulado: **PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850,** procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 2 DE MARZO 2,015.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850**, presentado por el estudiante universitario: **Víctor David Salazar Santos**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 18 de marzo de 2015

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la oportunidad de estudiar y guiarme en la vida.
Mis padres	Alvaro Salazar y Silvia Santos, por su cariño y apoyo a lo largo de estos años.
Mi hermano	Manuel Salazar Santos, por ser un apoyo a lo largo de la carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por la formación y la oportunidad de estudiar en esa casa de estudios.

Facultad de Ingeniería

Por cada uno de los conocimientos recibidos.

**Mis amigos de la
Facultad**

Por el apoyo incondicional y trabajo en equipo realizado a lo largo de la carrera.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN.....	IX
OBJETIVOS.....	XI
INTRODUCCIÓN	XIII
1. ELEMENTOS UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	1
1.1. IED´S.....	1
1.2. Terminal RTU	2
1.3. Red LAN	3
1.3.1. Topologías físicas.....	3
1.3.1.1. Topología de bus	4
1.3.1.2. Topología de estrella	4
1.3.1.3. Topología de anillo	5
1.3.1.4. Topología de malla	6
1.4. Protocolos de comunicación.....	7
1.4.1. Protocolo de comunicación DNP3	7
1.4.2. Protocolo de comunicación Modbus	7
1.4.3. Protocolo de comunicación IEC-61850.....	8
2. NORMA IEC-61850.....	9
2.1. Estructura de la Norma IEC-61850.....	9
2.2. Objetivos de la Norma IEC-61850	11
2.3. Ventajas y desventajas de la Norma IEC-61850	12

3.	NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	15
3.1.	Tecnologías utilizadas en Guatemala	15
3.1.1.	Sistema de transmisión PLC	18
3.1.1.1.	Elementos de un enlace PLC	19
3.1.1.1.1.	Trampas de onda	20
3.1.1.1.2.	Condensador de acople	23
3.1.1.1.3.	Unidad de acople	24
3.1.1.1.4.	Cable de alta frecuencia.....	25
3.1.1.1.5.	Terminal de comunicaciones PLC	25
3.1.2.	Sistema de transmisión por fibra óptica	26
3.2.	Las tendencias del mercado moderno	27
3.2.1.	Sistema de bus de proceso	28
3.2.1.1.	Arquitectura del sistema de bus de proceso.....	29
3.2.1.1.1.	Cable de cobre	30
3.2.1.1.2.	<i>Brick</i>	31
3.2.1.1.3.	Fibra óptica de exterior	32
3.2.1.1.4.	<i>Cross panel</i>	33
3.2.1.1.5.	Fibra óptica interior	33
3.2.1.1.6.	Relé de protección UR.....	33
3.2.2.	PT y CT ópticos.....	34

4.	AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850.....	37
4.1.	Selección de IEDS.....	39
4.1.1.	Relés de protección	39
4.1.2.	Reloj GPS.....	40
4.2.	Planteamiento de la arquitectura y topología de red	40
4.3.	Elaboración del sistema de control.....	43
4.4.	Propuesta del sistema SCADA.....	46
	CONCLUSIONES	51
	RECOMENDACIONES.....	53
	BIBLIOGRAFÍA.....	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Topología de bus	4
2.	Topología de estrella.....	5
3.	Topología de anillo.....	6
4.	Topología de malla.....	6
5.	Cableado en las subestaciones	16
6.	Plano de conexionado.....	16
7.	Sistema de control típico en una subestación eléctrica.....	17
8.	Red PLC comúnmente utilizada en el sistema eléctrico.....	18
9.	Trampa de onda.....	20
10.	Trampa de onda suspendida por cadenas	21
11.	Trampa de onda sobre aisladores.....	22
12.	Trampa de onda sobre transformadores de tensión	22
13.	Condensador de acople	24
14.	Acoplamientos capacitivos en líneas de media tensión	25
15.	CS51 transmisor/receptor	26
16.	Cable OPGW	27
17.	Arquitectura del sistema de bus de proceso	29
18.	Componentes en un sistema de bus de proceso típico en GE.....	30
19.	Cable de cobre.....	31
20.	<i>Brick</i> montado en el equipo de patio	32
21.	Fibra óptica de exterior.....	32
22.	Interconexión en el <i>cross panel</i>	33
23.	Tarjeta de procesamiento de señales ópticas	34

24.	Conexión convencional en una subestación eléctrica.....	37
25.	Conexiones en una subestación diseñada con IEC-61850.....	38
26.	Topología de red en una subestación eléctrica	41
27.	Arquitectura de red propuesta	42
28.	Niveles de control en una subestación	44
29.	Vista frontal y posterior del SEL 3354.....	48
30.	Interfaz del software Substation Subnet Server	49
31.	Pantalla de monitoreo de subestación eléctrica.....	50

TABLAS

I.	Estructura de la Norma IEC-61850.....	10
----	---------------------------------------	----

GLOSARIO

AMM	Asociación del Mercado Mayorista.
<i>Cimplicity</i>	Software de programación donde se elabora la IHM.
CT	Transformador de corriente.
DNP3	<i>Distributed Network Protocol</i> ; protocolo de comunicación usado en los sistemas SCADA.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> , dispositivo electrónico inteligente usado en los sistemas SCADA.
IHM	Interfaz Hombre-Máquina.
LAN	Red de área local.
Modbus	Protocolo de comunicación basado en un bus de datos.

OPC	<i>Ole for Proccess Control</i> ; estándar de comunicación en el campo del control y supervisión de procesos industriales.
PLC	<i>Power Line Comunication.</i>
PT	Transformador de voltaje.
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i> , unidad de terminal remota.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> ; control de supervisión y adquisición de datos.
Substation Explorer	Software de programación que funciona como un concentrador de señales.
TCP IP	Modelo de descripción de protocolo de red.

RESUMEN

En el siguiente trabajo de graduación se presenta una propuesta para la automatización en las subestaciones eléctricas, la cual cada vez se hace con mucha más tecnología que anteriormente, antes estaba disponible en ambientes industriales y no en el sector eléctrico.

En el primer capítulo se encuentran los elementos utilizados en la automatización de subestaciones eléctricas. En la automatización existen diferentes topologías de red para la intercomunicación de los equipos a utilizar, y según la capacidad de los equipos se utilizan diferentes protocolos de comunicación

En el segundo capítulo está la Norma IEC-61850, la cual presenta todas las características para la implementación en una subestación eléctrica y las características mínimas, que deben tener cada uno de los equipos para ser utilizada e implementada correctamente.

En el tercer capítulo se presentan las nuevas tecnologías en la automatización de una subestación eléctrica, ya que en el mercado cada vez surgen diferentes soluciones, principalmente para utilizar de una forma adecuada la Norma IEC-61850.

En el cuarto capítulo aparece la automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC-61850, en donde se logra mostrar la aplicación por completa del protocolo y de las características que esta presenta en sus diferentes niveles de control del sistema.

OBJETIVOS

General

Elaborar una propuesta para la automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC-61850.

Específicos

1. Presentar los elementos utilizados en la automatización de una subestación eléctrica.
2. Presentar los fundamentos y criterios de la Norma IEC-61850.
3. Presentar las tendencias en la automatización de subestaciones eléctricas.
4. Plantear un modelo de automatización para una subestación eléctrica con el protocolo IEC-61850.

INTRODUCCIÓN

La automatización de las subestaciones eléctricas cada día va en aumento debido a la versatilidad y fidelidad que ha incorporado la norma IEC-61850, por lo que a continuación se muestra una propuesta para la implementación de la norma, la cual tiene como objetivo principal la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes proveedores, estandarizando la comunicación y el manejo de datos entre ellos.

Con la automatización de las subestaciones eléctricas se busca la eficiencia de las mismas, debido a que con la incorporación de la norma se define la forma en que los equipos se deben de comunicar y los protocolos como intervienen en la comunicación; esto logra que la cantidad de cable sea mínimo y se tenga un mejor control del sistema completo de la subestación.

1. ELEMENTOS UTILIZADOS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

En las subestaciones eléctricas existen muchos elementos que forman parte para la automatización de las subestaciones eléctricas. Los cuales se presentan a continuación.

1.1. IED'S

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

Los IED reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado. Los tipos comunes de IED incluyen los dispositivos, tales como los reguladores de carga, los reguladores de interruptores, los interruptores del banco de condensadores, los reguladores del recloser o reconectores, los reguladores de voltaje, los sistemas de protección de retransmisión, otros.

Los relés de protección que son fabricados actualmente son generalmente IED. Esto es porque, con la tecnología de microprocesador disponible puede realizar varias protecciones, control, y las funciones similares. Mientras que antes de la tecnología de microprocesador una sola unidad contendría

solamente una función de la protección, si varias funciones de la protección fueran requeridas una tendría que combinar un número de diversas unidades del relés de protección.

Un IED típico puede contener alrededor 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control que controlan los dispositivos separados, una función del autoreclosed, la función de autosupervisión y las funciones de comunicación.

Algunos IED recientes se diseñan para apoyar a la Norma IEC61850 para la automatización de la subestaciones, que proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

1.2. Terminal RTU

Define a un dispositivo basados en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA, el cual permite visualizar las variables enviadas por la RTU.

Dentro del universo de las RTU existe el Controlador lógico programable quienes han complementado sus facilidades de comunicación. En el mundo surgieron los protocolos de comunicaciones para pequeños sistemas de control (RS-485, Modbus, DNP3, IEC-101, IEC -105 otros). En forma paralela en el mundo RTU ha evolucionado en la industria eléctrica y otras ramas, donde grandes sistemas SCADA, requieren la gestión de gran número de señales con precisión de mili-segundos, cosa que es imposible realizar con los PLCs.

En las RTUs se ha desarrollado y expandido a otros equipamientos tales como medidores de energía, relés de protecciones y reguladores automáticos.

1.3. Red LAN

Una red LAN es un grupo de equipos que pertenecen a la misma organización y están conectados dentro de un área geográfica pequeña a través de una red, generalmente con la misma tecnología siendo la más utilizada el Ethernet.

Al extender la definición de una LAN con los servicios que proporciona, se pueden definir dos modos operativos diferentes:

- Red P2P: en una red de igual a igual, en ella la comunicación se lleva a cabo de un equipo a otro sin un equipo central y cada equipo tiene la misma función.
- Red cliente/servidor: es una red donde un equipo central le brinda servicios de red a los usuarios.

En una red LAN se clasifican distintas topologías físicas, las cuales benefician según la aplicación que se tenga a tener una mejor comunicación y distribución de tráfico de información en los equipos.

1.3.1. Topologías físicas

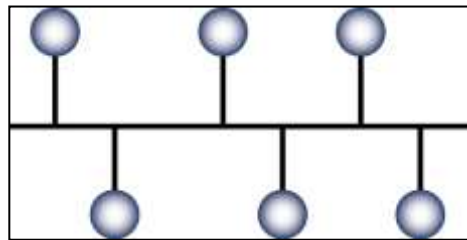
En un sistema de red existen diferentes formas de armarlas físicamente con el fin de formar la red que más convenga y se necesite para el buen funcionamiento e integración de los equipos.

1.3.1.1. Topología de bus

Una topología de bus está caracterizada por un solo cable principal con dispositivos interconectados a lo largo de todo el cable. Las redes de bus son consideradas como topologías pasivas, debido a que los equipos solamente escuchan al bus principal. Cuando los equipos van a transmitir información se deben de asegurar que ningún otro equipo este transmitiendo al mismo tiempo, este tipo de topología típicamente emplean la arquitectura de red Ethernet.

Las redes de bus de datos usualmente utilizan cable coaxial como medio de comunicación tal como se muestra en la figura 1, siendo muy susceptibles a daños en el cable y a pérdidas de conectividad, debido a que un fallo en cualquier tramo hace que toda la comunicación se pierda.

Figura 1. Topología de bus



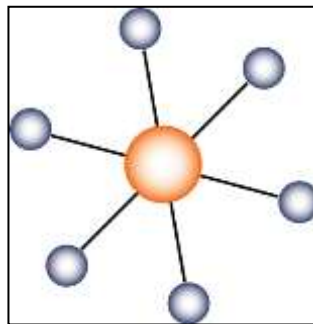
Fuente: <http://www.eveliux.com/mx/Topologias-de-red.html>. Consulta: 13 de octubre de 2014.

1.3.1.2. Topología de estrella

En una topología de estrella, las equipos se conectan a un nodo central, el cual se encarga de retransmitir la información a los demás dispositivos como lo muestra la figura 2.

Debido a que la topología estrella utiliza un cable de conexión para cada equipo, es muy fácil de expandir, solo dependerá del número de puertos en el equipo central. Si falla un nodo, la red sigue funcionando, excepto si falla el nodo central, que las transmisiones quedan interrumpidas.

Figura 2. **Topología de estrella**



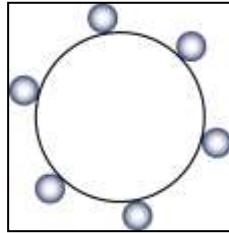
Fuente: <http://www.eveliux.com/mx/Topologias-de-red.html>. Consulta: 13 de julio de 2014.

1.3.1.3. Topología de anillo

Una topología de anillo conecta los dispositivos de red uno tras otro sobre el cable en un círculo físico como lo muestra la figura 3. La topología de anillo mueve información sobre el cable en una dirección y es considerada como una topología activa.

Los equipos conectados en la red retransmiten los paquetes que reciben y los envían a el siguiente equipo en la red. Esta topología no tiene problemas por la congestión de tráfico, pero si hay una rotura de un enlace, se produciría un fallo general en la red.

Figura 3. **Topología de anillo**



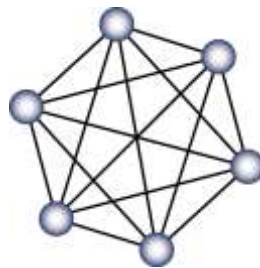
Fuente: <http://www.eveliux.com/mx/Topologias-de-red.html>. Consulta: 13 de octubre de 2014.

1.3.1.4. **Topología de malla**

La topología de malla utiliza conexiones redundantes entre los dispositivos de la red como una estrategia de tolerancia a fallas, tal como lo muestra la figura 4. Cada dispositivo en la red está conectado a todos los demás, es decir, todos conectados con todos. Debido a la redundancia, la red puede seguir operando si una conexión se rompe.

Las redes de malla obviamente son más difíciles y caras para instalar que las otras topologías de red, debido al gran número de conexiones requeridas.

Figura 4. **Topología de malla**



Fuente: <http://www.eveliux.com/mx/Topologias-de-red.html>. Consulta: 13 de octubre de 2014.

1.4. Protocolos de comunicación

Dentro de la automatización de las subestaciones eléctricas existen varios tipos de protocolos de comunicación que han permitido mejorar la comunicación entre diferentes equipos, permitiendo integrar en una base de datos todas las señales provenientes de la subestación y proyectarlos en un sistema SCADA. Dentro de los principales protocolos utilizados están los siguientes:

1.4.1. Protocolo de comunicación DNP3

El protocolo de red distribuida (DNP3) es un juego de protocolos de comunicación abierto, generalmente usado en el sector eléctrico y energía. Los sistemas de control supervisor y adquisición de datos (SCADA) usan DNP3 para comunicarse entre una estación maestra, unidades de terminal remota (RTUs) y dispositivos inteligentes electrónicos (IED). El protocolo DNP3 está basado en una arquitectura cliente - servidor, dicho protocolo puede funcionar tanto sobre Ethernet como en un canal de comunicación serial.

1.4.2. Protocolo de comunicación Modbus

Modbus un protocolo de comunicaciones desarrollado por madicon, basado en una arquitectura maestro - esclavo o cliente - servidor, se convirtió en un sistema de comunicaciones estándar de facto en la industria, ha logrado mayor disponibilidad y aceptación debido a que es público, se implementa fácilmente y maneja grandes bloques de datos.

Modbus también se usa para la conexión de una computadora de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión adquisición de datos (SCADA). El protocolo funciona en puerto

serie y Ethernet (Modbus/TCP). Dentro del mismo protocolo existen dos variantes el modbus RTU que es una representación binaria de datos y el modbus ASCII que es una representación menos eficiente del protocolo.

1.4.3. Protocolo de comunicación IEC-61850

El protocolo IEC-61850 es un estándar de comunicación moderno, que se está utilizando en las subestaciones eléctricas y funciona en forma de suscripción y publicación de datos, en donde un equipo publica su información y los demás equipos IED, pueden suscribirse a la información, siendo una de las ventajas su interoperabilidad con las distintas marcas de relés en el mercado.

2. NORMA IEC-61850

La Norma IEC-62850 inicia alrededor de 1988 donde varios institutos tales como: el EPRI y la IEEE, se involucran en el proyecto UCA, en donde se buscaba plantear una arquitectura de telecomunicaciones. En 1994 el EPRI y el IEEE retoman el proyecto UCA, generándole mejoras al ampliar algunas de sus definiciones incluidas en la primera versión, integrándole algunos protocolos de comunicación e incluyéndole definiciones más concretas en su modo de operación y aplicación, llamando a esta segunda versión como UCA 2.0.

En 1997 se vincula a esta investigación la IEC y haciendo uso de las investigaciones existentes, como lo es el UCA 2.0 y el IEC 60870-5 surge el nuevo estándar IEC 61850 de redes de telecomunicaciones y sistemas en subestaciones, publicando su primera edición en 2004, nombrada con el título: *redes de telecomunicaciones y sistemas en subestaciones*, la cual es la primera norma global en cuanto a las telecomunicaciones en el entorno eléctrico. No obstante, al obtenerla se observó que era totalmente dirigida hacia la comunicación interna de las subestaciones, por lo que grupos de técnicos han seguido en la investigación corrigiendo y agregando elementos que la primera no tenía, dando lugar a una segunda edición en alguna de las partes.

2.1. Estructura de la Norma IEC-61850

La Norma IEC 61850 está concebida en un conjunto de 10 capítulos principales, los cuales están desglosados un resumen y se presentan en la siguiente tabla:

Tabla I. **Estructura de la Norma IEC-61850**

Capítulo 1	Introducción y vista general.
Capítulo 2	Glosario
Capítulo 3	Requerimientos generales.
Capítulo 4	Sistema y administración del proyecto.
Capítulo 5	Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.
Capítulo 6	Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
Capítulo 7	Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores.
Capítulo 8	Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-MMS.
Capítulo 9	Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM) – SV.
Capítulo 10	Pruebas de conformidad.

Fuente: documento de la Norma IEC-61850, instituto IEC.

En la norma las bases del sistema de comunicación se establecen en las partes 5 y 7. En estos documentos se da una descripción funcional del sistema mediante la presentación de los elementos fundamentales y se proporciona una definición más detallada de los sistemas de comunicaciones. Sin embargo, en el capítulo 7 también se definen los objetos y los atributos de los de los mismos.

En el capítulo 6 cumple también una labor complementaria muy importante mediante la definición de un lenguaje de configuración basado en XML, el cual define un formato de fichero para describir las configuraciones de los IED relacionadas con comunicaciones, los parámetros de los IED, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura funcional de la subestación y las relaciones entre todo lo anterior, siendo este el lenguaje SCL (*Substation Configuration Description Language*).

Posteriormente, en los capítulos 8 y 9 se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos para cada protocolo concreto mediante los denominados

SCSM (*Specific Communication Service Mapping*), Además, en el capítulo 8 se detallan los buses de la subestación, mientras que en el 9 se da la correspondencia para el bus de proceso y la captura de medidas análogas, las cuales se realizan en forma digital.

2.2. Objetivos de la Norma IEC-61850

El objetivo de la creación de la Norma IEC-61850 es muy extenso, pero en este informe para su mejor entendimiento se puede expresar en los siguientes puntos:

- Asegurar la interoperabilidad entre varios IED. Los IED de diferentes fabricantes pueden intercambiar información sin importar que estos sean de un fabricante distinto utilizando un canal de comunicación común. Además, la Norma busca que las configuraciones y datos de cada uno de los equipos pueda ser cargada a otro equipo sin problema alguno.
- Independencia de fabricante. La Norma busca no depender de un solo fabricante para la realización de un proyecto, esto debido a la interoperabilidad de equipos.
- Reducción de tiempo en ingeniería y puesta en servicio. La Norma IEC-61850 rige como un estándar para la configuración de la subestación ya que en su lenguaje SCL se rigen normas formales para la capacidad de los IED, la arquitectura de una subestación, la estructura de comunicaciones y la interacción con los equipos primarios. Por lo tanto, toda la labor de ingeniería está completamente estandarizada y es de la misma forma en cada una de las subestaciones de la misma norma.

- Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras. La Norma busca que exista capacidad para permitir la evolución de la misma, sin afectar a las tecnologías que se hayan desarrollado antes, o bien versiones anteriores, garantizando que los equipos antiguos puedan comunicarse sin ningún problema con equipos modernos.

2.3. Ventajas y desventajas de la Norma IEC-61850

La incorporación de la Norma IEC-61850 en el diseño de una subestación trae muchas ventajas en comparación a un diseño convencional. Dentro de las ventajas se puede mencionar las siguientes:

- La cantidad de cableado necesario es mínima debido a que muchas de las señales son enviadas a los demás IED por medio de mensajes *goose*, lo que conlleva a una menor obra civil en las trincheras y por consiguiente a una notable reducción de costos.
- Se pueden utilizar distintas marcas de equipo en un mismo proyecto debido a la interoperabilidad que existe entre los IED.
- Existe una mayor flexibilidad para incorporar los IED a diferentes arquitecturas de comunicación.
- Los tiempos de envío de la información es mucho mas rápida que con protocolos de comunicación convencionales.
- La capacidad de comunicarse con equipos posteriores a nuevas versiones de IEC-61850.

Sin embargo, aún existen algunas desventajas en cuanto a la utilización de la Norma debido a que se encuentra en desarrollo y algunos aspectos se encuentran sin ser regidos por esta, tal como el envío de señales análogas a través de Ethernet, utilizando un conversor análogo-digital. Aún no se han definido los elementos necesarios para la comunicación con otras subestaciones remotas.

3. NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En Guatemala cada vez más se van incorporando nuevas tecnologías que vienen a revolucionar la forma en que se automatizan las subestaciones eléctricas, esto hace que sean cada vez más eficientes y versátiles en cuanto a su control.

3.1. Tecnologías utilizadas en Guatemala

Las subestaciones eléctricas en Guatemala poseen un modelo de control, en donde cada una de las señales de control de los interruptores, seccionadores y alarmas de transformadores están cableadas a cada uno de los IEDS, utilizando una gran cantidad de cable ver figura 5, provocando que las trincheras estén saturadas de cable.

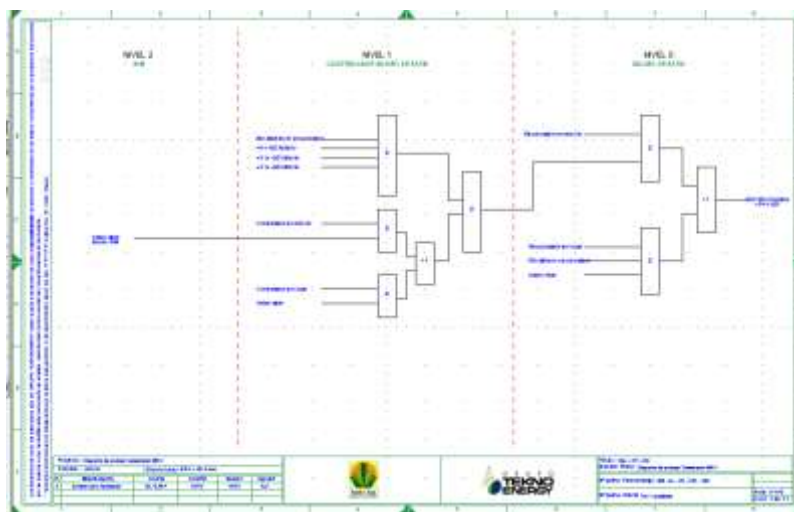
Figura 5. **Cableado en las subestaciones**



Fuente: Subestación Guatesur, INDE.

Este tipo de subestaciones posee una gran cantidad de rutas de cableado, las cuales deben estar anotadas en un plano ver figura 6, para poder identificar en cualquier momento la ruta que lleva cualquier cable.

Figura 6. **Plano de conexonado**



Fuente: Ingenio Santa Ana, elaborado por Grupo TeknoEnergy, S. A.

Actualmente las subestaciones del sistema nacional poseen una arquitectura que se asemeja a la que muestra la figura 6, en donde todas las señales están cableadas a todos los equipos, y estos a su vez, le reportan a un centro de monitoreo central utilizando sistemas como el PLC con trampas de onda.

Existen subestaciones mucho más modernas en Guatemala, en donde el monitoreo se realiza utilizando canales de fibra óptica, los cuales son tendidos en conjunto con el hilo de guarda. Para dicha comunicación se utilizan protocolos como el DNP3 para reportar todas las señales a centro de control remoto.

Con este tipo de control se es capaz de conocer como está el estado de toda la subestación y la capacidad de enviar comandos de operación vía remota.

Figura 7. **Sistema de control típico en una subestación eléctrica**



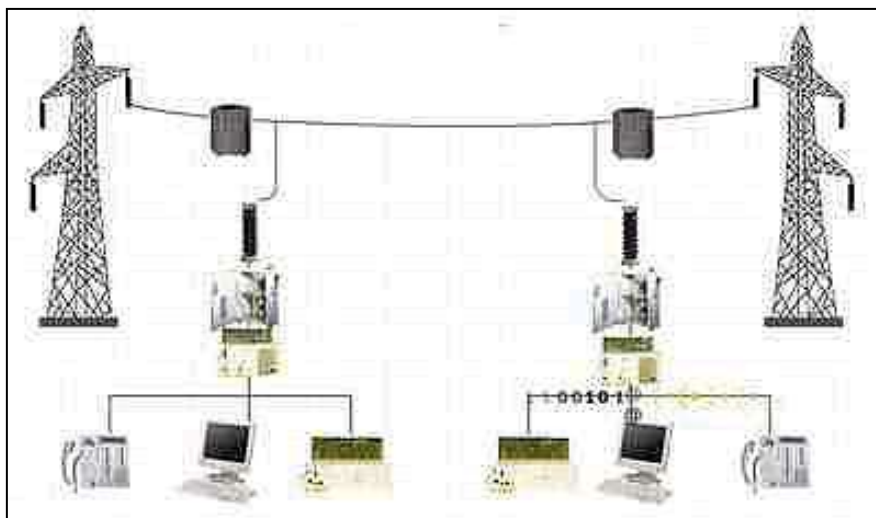
Fuente: <https://www.selinc.com>. Consulta: 15 de octubre de 2015.

3.1.1. Sistema de transmisión PLC

Considerando la existencia de la línea de transmisión que une entre sí varios lugares y que requiere un intercambio de información, fue desarrollado el sistema de onda portadora por línea de alta tensión PLC, el cual hace uso de la misma línea de alta tensión como medio de telecomunicaciones.

El sistema de onda portadora por línea de alta tensión es el método más común de comunicaciones entre subestaciones y es utilizada para teleprotección, voz, comunicación de los datos, otros. Este sistema ha desarrollado la reputación de ser uno de los más económicos, fiables y versátiles, tal como se muestra en la figura 8. Con este sistema se interconectan no solo las subestaciones, sino sistemas de generación y centros de operaciones, permitiendo tanto la recepción de señales como el envío de las mismas.

Figura 8. Red PLC comúnmente utilizada en el sistema eléctrico



Fuente: <https://esteban84.files.wordpress.com/2008/08/plc1.jpg>. Consulta: 20 de enero de 2015.

Dentro de sus características se tiene lo siguiente:

- **Confiabilidad:** se emplea una línea de transmisión de energía diseñada de una manera muy estricta, la confiabilidad del soporte físico de transmisión del sistema PLC es alta.
- **Costo:** en vista de la existencia de la línea de potencia el uso del PLC es bastante económico, sobre todo cuando el volumen de información a transmitir es bajo.
- **Mantenimiento:** los equipos que se utilizan son bastante sencillos. El costo de mantenimiento es muy bajo.
- **Normativa:** no hay regulación y normalmente los usuarios del sistema PLC crean procedimientos sencillos de aplicación privada. El sistema PLC emplean generalmente frecuencias de rango de 40 a 500 kilohertzios, y el límite inferior esta dado básicamente por el ruido del sistema y el superior por sus atenuaciones.

3.1.1.1. Elementos de un enlace PLC

Los enlaces PLC están conformados por varios elementos para su correcto funcionamiento los cuales son:

- Trampas de onda
- Condensadores de acople
- Unidad de acople
- Cable de alta frecuencia
- Terminal PLC

3.1.1.1.1. Trampas de onda

Las trampas de onda son dispositivos que se conectan en serie con las líneas de alta tensión tal como se muestra en la figura 9. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial, de tal forma que no perturbe la transmisión de energía. Debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora.

Figura 9. Trampa de onda



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.

Consulta: 30 de octubre de 2014.

El rango de frecuencia utilizado para comunicación por portadora es de 30-500 kilohertzios, lo cual se escoge de acuerdo con los frecuencias ya usadas por la compañía de servicios y con la longitud de la línea.

La trampa de onda tienen una alta impedancia, que limita la atenuación de la señal de portadora dentro del sistema de potencia impidiendo que la señal de

la portadora se disipe en la subestación, se aterrice en cada de una falla fuera del camino de transmisión de la portadora.

Las trampas de onda consisten en una bobina principal con un elemento protector y usualmente uno de sintonización. La bobina principal es una inductancia, la cual lleva la corriente a frecuencia industrial del circuito o línea de transmisión.

El equipo de protección defiende la trampa de onda contra sobretensiones transitorias que puedan ocurrir a través de ella.

En una subestación hay varias formas de montar las trampas de onda, y este montaje depende de la subestación en donde se vaya a colocar, dentro de los tipos de montaje están:

- Suspendidas por cadenas de aisladores de los pórticos de las subestaciones, tal como se muestra en la figura 10.

Figura 10. **Trampa de onda suspendida por cadenas**



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.

Consulta: 30 de octubre de 2014.

- Sobre aisladores de poste, tal como se muestra en la figura 11.

Figura 11. **Trampa de onda sobre aisladores**



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.
Consulta 30 de octubre de 2014.

- Sobre transformadores de tensión tipo capacitivo CVT, tal como se muestra en la figura 12. Este tipo de montaje se usa generalmente para trampas con una inductancia de hasta 0,5 mega Hertz.

Figura 12. **Trampa de onda sobre transformadores de tensión**



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.
Consulta: 30 de octubre de 2014.

Existen diferentes tipos de trampas de onda y el uso de cada uno de ellos:

- Trampas de onda no sintonizables: son las más simples, ya que constan solamente de una bobina principal. Requieren de una inductancia alta, 1 o 2 mega Hertz, lo cual las hace costosas.
- Trampas de onda de una frecuencia: acoplando un condensador en paralelo a una inductancia, se obtiene un circuito resonante, el cual a la frecuencia de resonancia tiene la mayor impedancia. Este arreglo ofrece solamente un ancho de banda muy reducido.
- Trampa de onda de doble frecuencia: similar a la anterior pero con un circuito sintonizador más elaborado y creándose así una doble frecuencia.
- Trampa de onda de banda ancha: posee un circuito sintonizador y su ancho de banda se pueden bloquear varios canales de comunicación, debido a que es sintonizable es la más usada.

3.1.1.1.2. Condensador de acople

Es el elemento que permite inyectar la señal de alta frecuencia en la línea de alta tensión o media tensión, este tipo de condensador es como se muestra en la figura 13. Estos dispositivos maximizan el ancho de banda disponible y optimizan la adaptación de impedancias entre la línea de media tensión y el equipo de comunicaciones. El alto aislamiento brinda la más completa seguridad, a los equipos de comunicaciones.

Figura 13. **Condensador de acople**

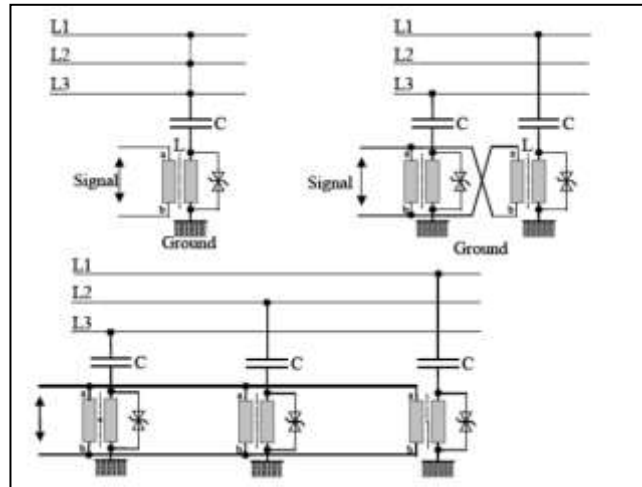


Fuente: <http://www.communications.ziv.es/ziv/acoplos-es.html>. Consulta: 5 de enero de 2015.

3.1.1.1.3. Unidad de acople

Esta unidad permite que la impedancia del sistema de potencia, la cual está alrededor del orden de 500 Ohms, se acople a la impedancia del equipo de la terminal de comunicaciones, la cual tiene una impedancia de alrededor de 750 Ohms. Igualmente permite disponer de elementos de protección, con el fin de aislar los terminales de comunicaciones de las altas tensiones del sistema de potencia, tal como lo muestra la figura 14.

Figura 14. **Acoplamientos capacitivos en líneas de media tensión**



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.

Consulta: 11 de noviembre de 2014.

3.1.1.1.4. Cable de alta frecuencia

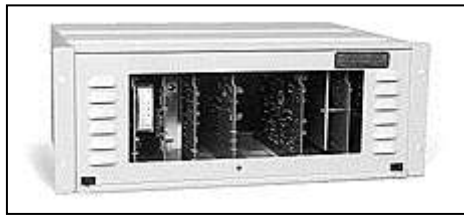
Permite la conexión del terminal de comunicaciones localizado normalmente en una edificación y los elementos de acople ubicados externamente en la subestación. Sus características principales son de 75 Ohm a 150 Ohm, adicionalmente deberá tener buena robustez mecánica para soportar las difíciles condiciones ambientales de operación.

3.1.1.1.5. Terminal de comunicaciones PLC

Efectúa todo el manejo de las señales a transmitir hasta lograr su ubicación en alta frecuencia. Comprende los diferentes moduladores, amplificadores, filtros, módulos de supervisión del enlace, entre otros. Este tipo

de equipo, como lo muestra la figura 15, se encarga de modular la señal para que esta posteriormente pueda ser inyectada a la red eléctrica.

Figura 15. **CS51 transmisor/receptor**



Fuente: <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/trampas/TrampasdeOnda.html>.

Consulta: 11 de noviembre de 2014.

De igual forma este tipo de terminal realiza todo el trabajo para la recepción de las señales, desarrolla la demodulación de la señal inyectada en la red eléctrica.

3.1.2. Sistema de transmisión por fibra óptica

En algunas subestaciones ya se cuentan con enlaces de fibra óptica dedicados. Estas fibras ópticas viajan en el hilo de guarda, permitiendo la interconexión de varias subestaciones eléctricas.

El tipo de cable utilizado es conocido como OPGW. Estos cables combinan la función eléctrica del cable de guarda con la de comunicaciones al colocar fibras ópticas en su interior, tal como lo muestra la figura 16. Este tipo de fibras son comúnmente monomodo y se diseñan teniendo en cuenta las condiciones climáticas, eléctricas y mecánicas propias del proyecto.

Figura 16. **Cable OPGW**



Fuente: http://www.cnvcigre.org.ve/congreso_2007/page3/page62/page73/page73.html.

Consulta: 11 de noviembre de 2014.

Al utilizar fibra óptica en las comunicación de subestaciones se logra una mayor velocidad y capacidad de transmisión de datos al aumentar el ancho de banda, además de poder tener un sistema con mayor velocidad de respuesta al momento de querer monitorear o bien realizar maniobra remotas.

Existe una variedad de diseños para adecuarse a las necesidades del cable. Para ello, se necesita conocer:

- Número y tipo de fibras ópticas
- Carga mecánica exigida al cable
- Intensidad de cortocircuito de la línea

3.2. Las tendencias del mercado moderno

En la actualidad existen nuevos complementos en la automatización de las subestaciones eléctricas. Sin embargo, cada día van el mercado eléctrico está recibiendo nuevas tecnologías para hacer más eficientes, seguras y ecológicas.

3.2.1. Sistema de bus de proceso

El sistema de bus de proceso es una arquitectura con entradas y salidas remotas, para la protección, control, monitoreo y medición, permitiendo diseñar subestaciones donde se reemplaza el cableado de cobre hacia los interruptores de bahía por fibra óptica.

Los dispositivos con las entradas y salidas son conocidos como ladrillos, estos ladrillos buscan implementar el concepto de una unidad de fusión IEC-61850, que busca conectar ópticamente todas las señales de entrada y salida con todos los relés de protección en una subestación eléctrica.

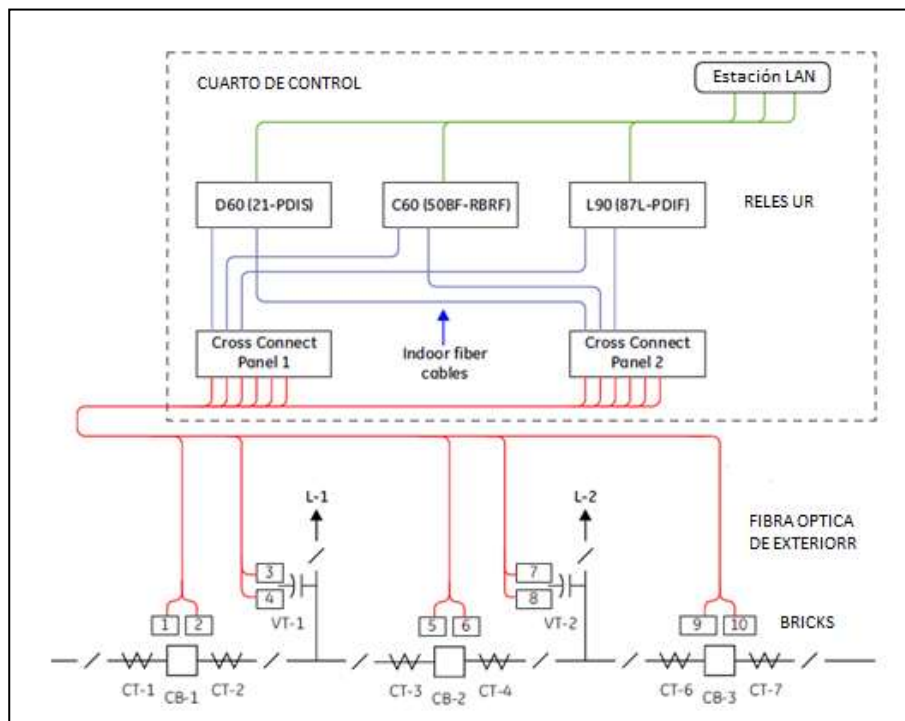
La tecnología del sistema de bus de proceso actualmente se encuentra en desarrollo y ha sido *General Electric* quienes tienen disponible un *brick* o ladrillo con el que se es capaz de conectar todas las señales de control y de medición en un ladrillo. Luego transmitir las utilizando fibra óptica hacia los equipos UR de GE, los cuales tienen una tarjeta de adquisición de datos especial en donde se leen todas las señales ópticas precedentes del *brick* o ladrillo, para procesarlas y poder ser utilizadas por el relé de protección UR.

La utilización de este tipo de tecnología permite muchas ventajas tanto operativas, como en cuestión de costos y en tiempos de puesta en servicio. Cuando se utilizan los ladrillos no es necesario una gran cantidad de obras civiles ni de mano de obra, ya que únicamente se debe cablear un cable de fibra óptica hacia la caseta. Al no existir una gran cantidad de cables para las señales de control y medición, la posibilidad de error se hace mínima.

3.2.1.1. Arquitectura del sistema de bus de proceso

La arquitectura del sistema de bus de proceso es tal como se muestra en la figura 17, donde se colocan un *brick* o ladrillo en el equipo de patio. Este recibe las señales binarias y análogas, correspondientes al equipo de patio para luego transmitirla a través de una fibra óptica hacia un *cross panel*, en donde se interconectan los relés de protección que necesitan recibir las señales del equipo de patio.

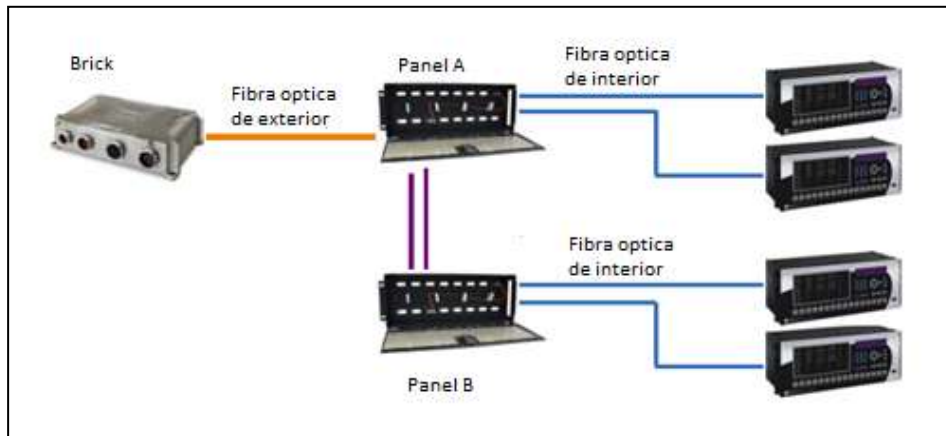
Figura 17. Arquitectura del sistema de bus de proceso



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

Un sistema de bus de proceso de GE está conformado por diferentes componentes como lo muestra la figura 18, los cuales son:

Figura 18. **Componentes en un sistema de bus de proceso típico en GE**



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

- Cable de cobre
- *Brick* o ladrillo
- Fibra óptica de exterior
- Cross Panel
- Fibra óptica de interior
- Relés GE UR

3.2.1.1.1. Cable de cobre

Estos cables de cobre son necesarios para cablear todas las señales de control hacia el *brick* ubicado en el equipo de patio. Este tipo de cable tiene un diseño especial, como lo muestra la figura 19, ya que cuenta con un conector especial para conectarse al *brick*.

Figura 19. **Cable de cobre**



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

En este cable se transmite tanto las entradas como las salidas remotas del *brick* hacia el equipo de patio, de igual forma de transmitir las lecturas análogas de los CT y PT hacia el *brick*.

3.2.1.1.2. Brick

El *brick* o ladrillo es llamado así por la forma que este tiene, tal como se logra apreciar en la figura 20. Este equipo es fundamental para este sistema, ya que es el encargado de convertir todas las señales binarias y análogas a una señal óptica, para luego ser transmitida hacia los relés de protección.

Figura 20. **Brick montado en el equipo de patio**



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

3.2.1.1.3. **Fibra óptica de exterior**

Esta fibra óptica sirve para comunicar la unidad remota de entradas y salidas que se encuentra en el equipo de patio, con los equipos en la caseta de control. Dicha fibra óptica está compuesta por cuatro canales ópticos multimodo y dos cables donde se lleva la alimentación al *brick*. Esta fibra óptica, tal como se aprecia en la figura 21, posee dos conectores especiales uno para conectarse con nuestro *brick* en patio y otro para conectarse a el *cross panel*.

Figura 21. **Fibra óptica de exterior**



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

3.2.1.1.4. Cross panel

El *cross panel* permite intercomunicar el equipo remoto con uno o más relés de protección, hasta un máximo de cuatro conexiones. Este panel sirve como punto medio entre el equipo de patio y el que se ubica dentro de la caseta de control, para la intercomunicación se utilizan *patch cord* de fibra óptica para la interconexión entre un equipo y otro, como lo muestra la figura 22.

Figura 22. Interconexión en el *cross panel*



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

3.2.1.1.5. Fibra óptica interior

Este tipo de fibra óptica comunica los relés de protección con el *brick* a través del *cross panel*. Está formado únicamente por cuatro hilos de fibra óptica y no tiene una gran robustez como la fibra óptica exterior.

3.2.1.1.6. Relé de protección UR

Los relés de protección son quienes reciben todas las señales ópticas provenientes de los *brick*. Estos son los encargados de decodificar dichas señales para poder ser utilizadas en el sistema de control y protección. Estas

señales ópticas son capaces de ser decodificadas gracias a una tarjeta de adquisición de datos, que los relés de protección de *General Electric* poseen, ya que ninguna otra marca aún no ha desarrollado hasta el momento un sistema de bus de proceso como el de esta marca, ver figura 23.

Figura 23. **Tarjeta de procesamiento de señales ópticas**



Fuente: manual GE *Hard fiber System*.

3.2.2. PT y CT ópticos

Los PT y CT ópticos son una de las tendencias que posee la tecnología, ya que se busca que todas estas mediciones análogas sean transferidas en un canal de comunicación y estén disponibles para que los relés de protección pueden suscribirse y obtener estas lecturas.

Este tipo de equipos aún están en desarrollo y a pesar de que existen algunas marcas en el mercado, estos son demasiado costosos y no tan fiables como los que se utiliza regularmente. Una de las limitantes en este tipo de desarrollo es la resolución de la trama de bits que se desea enviar y la forma en

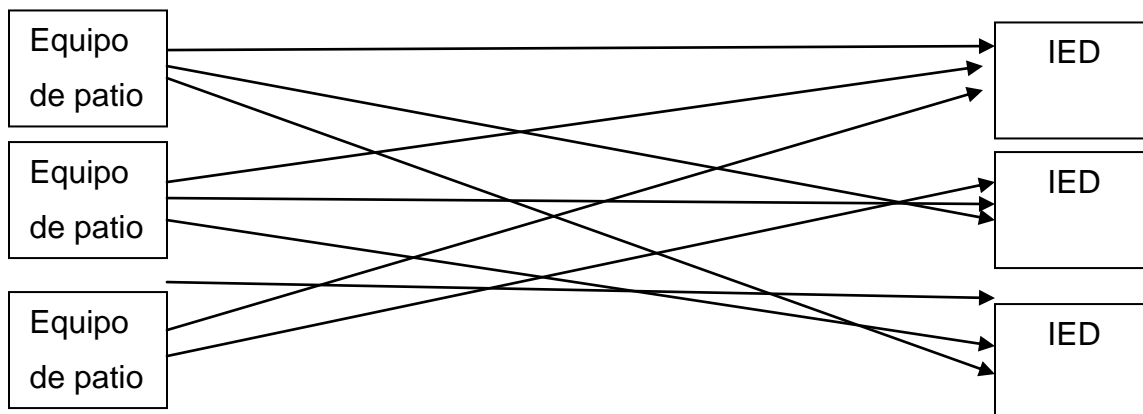
que esta debe ser enviada para que los IEDS puedan recibirla y decodificarlas. Sin embargo, esto aún no está completamente normado y los IEDS no tienen tarjetas de adquisición de datos para decodificar estos paquetes. Uno de los intentos de este tipo de sistemas es el que *General Electric* a estado implementando.

4. AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC-61850

En la automatización de una subestación eléctrica se implementa el uso de una red TCP/IP bajo la Norma IEC-61850 con el fin de reducir la cantidad de cableado entre equipos y mejorar la versatilidad del sistema a la hora de incorporar más equipos al sistema, y si es el caso de que ocurra una falla sea mucho más fácil encontrarla.

En la actualidad cada uno de los equipo es integrado a un sistema SCADA HMI, utilizando distintos protocolos para su comunicación y control, por lo que se nota que hay integraciones en donde hay equipos de una misma marca, ya que utilizan protocolos propietarios; sin embargo lo más común es que se usen integraciones en donde hay equipos de diferentes marcas trabajando con protocolos abiertos.

Figura 24. **Conexión convencional en una subestación eléctrica**

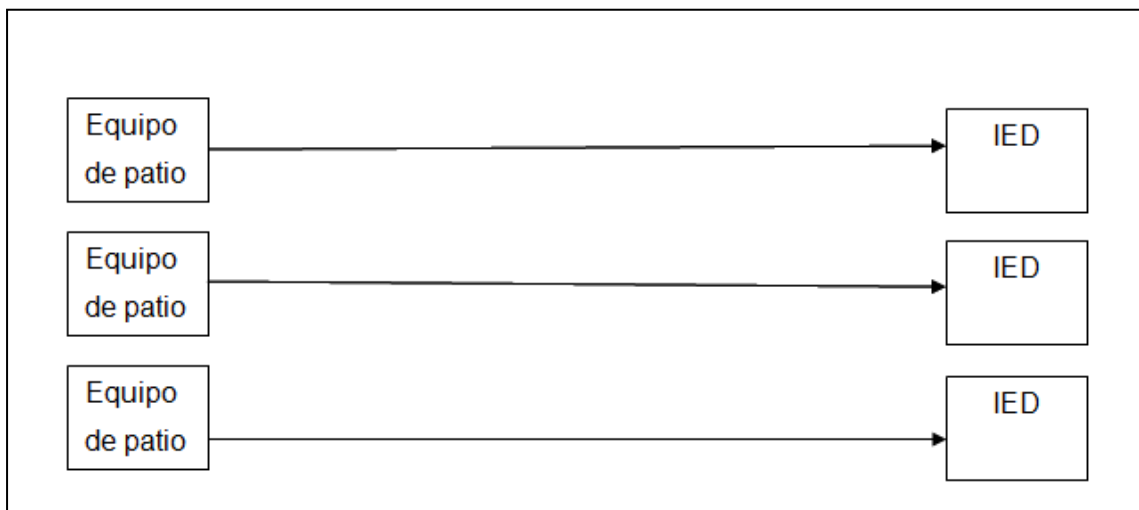


Fuente: elaboración propia.

En un sistema antiguo cada una de las señales se encontraba cableado a todos los equipos que necesitaban monitorear una señal, como se muestra en la figura 24, por lo que se requería una gran cantidad de cable, y al existir una falla era bastante difícil encontrarla y solucionarla.

En la actualidad las subestaciones se diseñan y construyen utilizando el protocolo IEC-61850 donde la cantidad de cable es mucho menor, por lo que basta con cablear la señal a uno de los IED como lo muestra la figura 25 y esta lo reparte a los demás en una red Ethernet.

Figura 25. **Conexiones en una subestación diseñada con IEC-61850**



Fuente: elaboración propia.

La automatización de las subestaciones eléctricas se encuentran en constante evolución, principalmente se busca lograr una integración entre equipos de diferentes marcas, para que de esta manera las acciones de control y protección se pueden desarrollar en menor tiempo y con una precisión necesaria.

4.1. Selección de IEDS

Para poder automatizar la subestación utilizando la Norma IEC-61850, los IED a utilizar deben de cumplir con las necesidades de control y protección de la subestación, y a la vez, poseer ciertas características para que estos cumplan con la Norma IEC-61850, para que en un futuro también puedan ser incorporados equipos de diferentes marcas. Dentro de los equipos necesarios en la subestación, se encuentran los que se mencionan a continuación.

4.1.1. Relés de protección

Los relés de protección son derivados de los relés de medición, pero actualmente debido a su rápida actuación ya se encuentran agrupados. El funcionamiento general de los relés de protección es actuar cuando la magnitud que se está monitoreando aumente o disminuya según los valores a los que se encuentren definidos la protección.

En una subestación de protección automatizada con la Norma IEC-61850, se necesitan relés de protección más inteligentes, los cuales se encargan de medir, proteger y reportar el estado de una subestación, por lo que los requerimientos mínimos de estos relés son los siguientes:

- Soportar la Norma IEC-61850
- Soportar diversos protocolos de sincronización
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin dañarse
- Exactitud en los valores medidos
- Indicación de valores de funcionamiento mediante señales ópticas
- Poseer varias entradas y salidas
- Poseer varios puertos Ethernet

- Poseer la configuración de varias protecciones

4.1.2. Reloj GPS

La importancia del manejo de un reloj GPS dentro del sistema de automatización de una subestación es muy importante tanto para los IEDS como los sistemas SCADA. La idea de un reloj viene dada por la necesidad de uniformizar los tiempos en los que suceden ciertos eventos o fallas dentro de una subestación, para así determinar la secuencia de la falla y determinar su origen de forma absoluta y confiable.

El reloj GPS a considerar debe cumplir con las siguientes características:

- Capacidad de distribuir la señal de tiempo en un bus o directamente a un equipos.
- Soportar diversos protocolos de sincronización como IRIG-B o NTP.
- Poseer un numero de puertos suficiente de sincronización, ya sea Ethernet o IRIG-B.
- Capacidad de operación en ambientes hostiles.

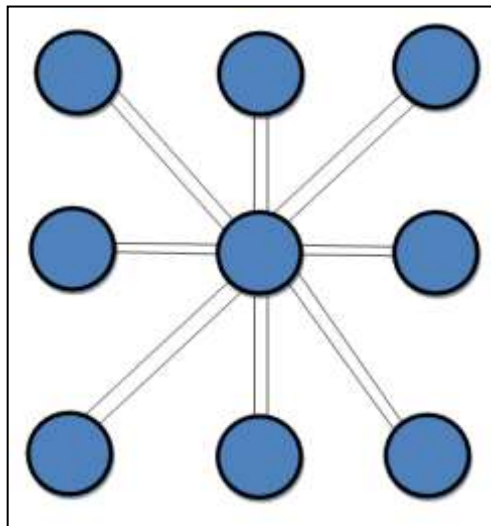
4.2. Planteamiento de la arquitectura y topología de red

Con la implementación de la Norma IEC-61850 en la automatización de la subestación la arquitectura que se utilizará deberá integrar todos los equipos a través de una red LAN Ethernet en donde cada uno de los equipos se comunicará utilizando del protocolo IEC-61850, lo cual permitirá el intercambio de datos entre los IEDS.

Los equipos involucrados en esta red deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI, ya que nuestra comunicación vía LAN será utilizada para medir, proteger y controlar la operación de la subestación. Es muy importante tomar en cuenta que en esta misma red se implementa una interfaz HMI local, que obtendrá los datos directamente de la red LAN.

La topología de red que se tomará para una subestación, debe ser considerada como un aspecto muy importante para elegir una que soporte un adecuado número de tolerancia a fallas. En la topología de red a utilizar, se considera una tipo estrella con redundancia como la que se muestra en la figura 26, la cual permite un alto grado de confiabilidad en la comunicación de la red, ya que al no funcionar uno de los canales poder comunicarnos a través de otro.

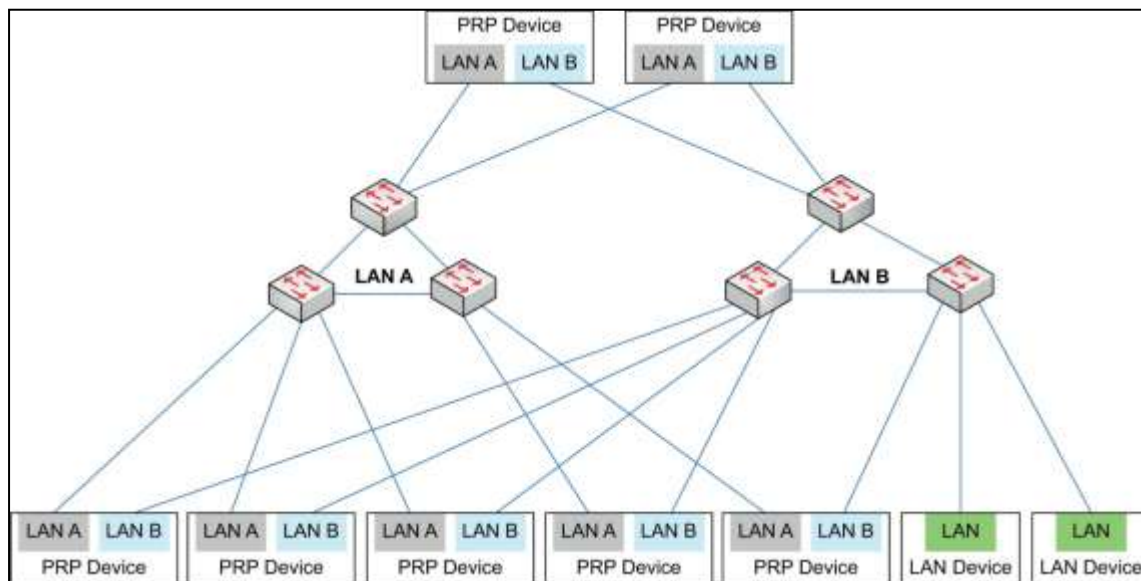
Figura 26. **Topología de red en una subestación eléctrica**



Fuente: elaboración propia.

En la arquitectura de red que se muestra la figura 27, presenta un arreglo en donde se separa los IEDS en secciones y cada una de estas secciones se comunican utilizando *switch* externos a los IEDS, con el fin que los IEDS únicamente se dediquen al cumplimiento de funciones de control y protección; mientras que el peso de la comunicación y administración de la red este bajo el mando de los *switch*. La arquitectura de red planteada permite poder seccionar en bloques la comunicación, y poder incorporar más equipos fácilmente al momento de ser necesarios, gracias al alto grado de escalabilidad que presenta.

Figura 27. **Arquitectura de red propuesta**



Fuente: <http://blogs.salleurl.edu/networking-and-internet-technologies>.

Consulta: 5 de enero de 2014.

En la arquitectura de red que se plantea, todos los IEDS que intervienen en el funcionamiento de la subestación son incorporados a la red, comunicándose entre relés de protección por mensajes *goose*. Los medidores

comerciales también son comunicados en nuestra red para poder tomar las lecturas y ser proyectadas en el SCADA HMI; además de poder enviar sus lecturas de energía al ente regulador del mercado mayorista utilizando un enlace dedicado.

En el tipo de red planteada es muy necesaria la utilización de *switch*, por lo que hay que tomar en cuenta que la comunicación bajo la Norma IEC-61850 no es soportada por cualquier tipo de *switch*, considerando los que se encuentren diseñados y construidos bajo esta norma como es el caso de los switch RUGGEDCOM, SEL, entre otros. Las características mínimas que debe tener el switch de comunicación son las siguientes:

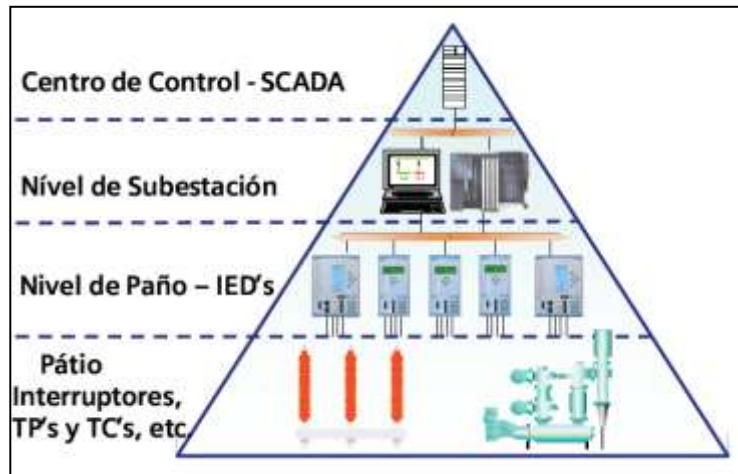
- Tipo industrial, modular y administrable.
- Poseer puertos Ethernet de fibra óptica y cobre.
- Diseñado para funcionar en subestaciones eléctricas bajo condiciones exigentes, con un amplio rango de temperatura de operación (- 40 °C a +85 °C).
- Permitir la comunicación de IEDS bajo la Norma IEC-61850.

4.3. Elaboración del sistema de control

En la actualidad al utilizar el automatizar la subestación utilizando la Norma IEC-61850, se implementa la utilización de diferentes niveles de control para mejorar la eficiencia y versatilidad de la subestación

Cada nivel de control realiza distintas funciones reportando regularmente al nivel siguiente, el sistema de control propuesto está dividido en cuatro niveles como se muestra en la figura 28, y se detallan a continuación.

Figura 28. **Niveles de control en una subestación**



Fuente: <http://www.inladsac.com/content/automatizaci%C3%B3n-instrumentaci%C3%B3n>.

Consulta: 5 de enero de 2014.

Nivel 0: es el nivel de control desde patio, en el cual se encuentran los interruptores y seccionadores. Estos equipos por lo general poseen un control en cada uno de ellos, lo que permite operarlos individualmente y así poder realizar maniobras de apertura y cierre. Cada uno de los equipos para poder obedecer las operaciones se deben de encontrar en operación local, además de cumplir con la lógica de control y operación que se cablea entre cada uno de los equipos de patio para permitir las maniobras de los mismos, principalmente cuando se realiza operaciones de mantenimiento.

Nivel 1: este nivel está conformado por todos los IED especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de patio. Estos equipos realizan varias funciones a la vez. Existe un equipo especializado para proteger cada uno de los equipos instalados en la subestación. Sin embargo, debido a las cualidades de los equipos modernos muchos se encargan de proteger varios equipos a la vez.

En este nivel de control toda la operación de control se realizan a través de los IED o un tablero auxiliar, en el caso que el IED no posea los pulsadores necesarios para la operación. Usualmente los relés poseen una pantalla con un mímico de la subestación que se controla y desde ahí se realiza las operaciones, ya que estos equipos tienen cableados todas las señales de control y medición de la subestación. Con esta información internamente se programan las lógicas de control en el IED y cuando estas se cumplan se envían los comandos hacia los equipos de patio. Al tener cableadas todas las señales de la subestación, estos IED transmiten a través de la red cada una de ellas utilizando el protocolo DNP3, Modbus o IEC-61850 hacia el siguiente nivel de control.

Nivel 2: este nivel de control representa el control desde la subestación y en donde desde un sistema SCADA HMI, se realizan todas las funciones de control, supervisión y adquisición de los datos de toda la subestación obtenidos desde los IED. En este nivel de control las operaciones se realizan desde el software SCADA implementando el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse bajo el control de los operadores y supervisores del sistema SCADA.

En este tipo de sistema también se proyecta cada una de las alarmas y eventos que suceden en la subestación. Además, por contar con una integración de todos los equipos de la subestación es posible desde este nivel el cambio de parámetros y la descarga de eventos de cada uno de los equipos, sin la necesidad de ir físicamente a cada uno de ellos.

Nivel 3: es nivel de control se va a concentrar todo la información de los sistemas SCADA HMI implementados en las subestaciones eléctricas. Este sistema SCADA es el medio para poder supervisar la operación de las

subestaciones, y en el caso de alguna falla o que no exista personal en la subestación realizar operaciones remotas.

4.4. Propuesta del sistema SCADA

Los sistemas SCADA se implementan para el control, supervisión y adquisición de datos de los equipos de patio. La implementación de este sistema es el punto final en la automatización, ya que con la ayuda del software para la elaboración de un sistema SCADA es posible la integración de cada uno de los IEDS intercomunicados a través de un red Ethernet.

Su principal función es brindar a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada para que puedan realizar de una forma mucha más sencilla cada una de sus labores, lograr generar una base de datos en donde se encuentren las medidas, maniobras o incidencias que sucedieron en un cierto periodo de tiempo.

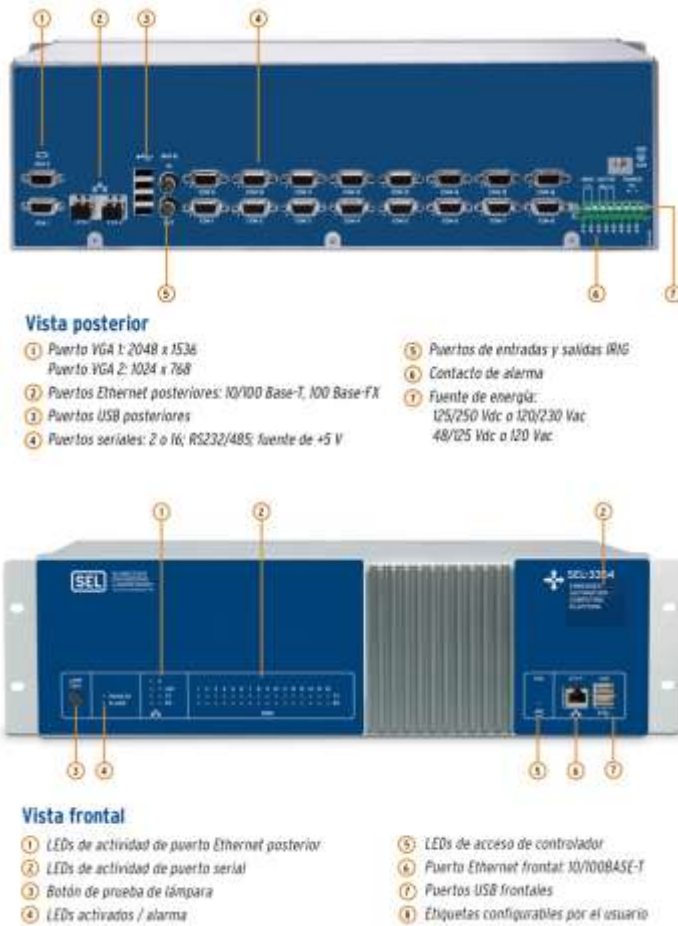
La integración del sistema SCADA es una mejora al sistema de control y monitoreo, a los sistemas que ya existen. Su utilización ofrece versatilidad en el manejo de una subestación, debido a la facilidad en que se comparten los datos la posibilidad de poder controlar y monitorear varias subestaciones al mismo tiempo, sin importar la distancia a la que se encuentren con solo tener acceso a su arquitectura de red a través de la arquitectura que ya se tiene.

En la elaboración y elección de nuestro SCADA se debe tener en cuenta una serie de aspectos para facilitar su control y funcionamiento ante cualquier evento que suceda, actualmente se implementa lo siguiente:

- Visualizar en pantalla una arquitectura completa del sistema controlar.
- Visualizar una pantalla de operación para cada uno de los interruptores y seccionadores que se tengan en la subestación.
- Elaborar una pantalla en donde se concentren todas las medidas de nuestra subestación.
- Colocar una pantalla con la tendencia de cada uno de los equipos, para conocer su comportamiento en el tiempo.
- Capacidad del SCADA de transferir información entre programas.
- La computadora en donde esté funcionando debe poseer por lo menos dos puertos Ethernet para lograr redundancia.
- Capacidad de trabajar en ambientes hostiles.
- Poseer puertos IRIG B de entrada y salida para la sincronización de dispositivos.

El control local de la subestación requiere la implementación de un eficiente HMI. Es importante la utilización de una computadora industrial como el equipo SEL 3354, el cual es una plataforma informática de automatización embebida en un chasis robusto capaz de resistir ambientes hostiles en subestaciones y automatizaciones industriales. El SEL 3354 presenta una probabilidad de falla diez veces menor que el de las computadoras industriales, lo cual convierte a este dispositivo en la mejor alternativa para la implementación de un SCADA HMI. En la figura 29 y 30 se muestra las vistas frontal y posterior del HMI modelo SEL 3354.

Figura 29. Vista frontal y posterior del SEL 3354

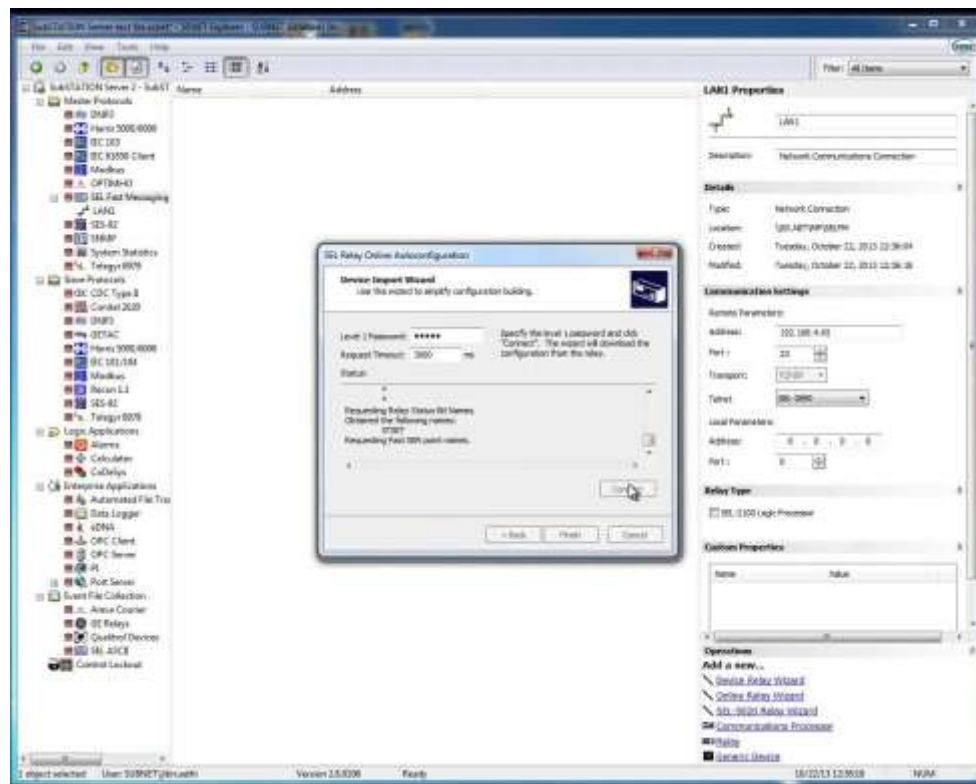


Fuente: https://www.selinc.com/uploadedImages/Products/Automation_and_Integration/Rugged_Computers/Callouts/rear_es.jpg. Consulta: 9 de marzo de 2015.

Para la adquisición de datos de cada uno de los equipos integrados a la red se hace uso del software Substation Subnet Server, el cual es un software que es capaz de funcionar como Gateway en múltiples protocolos, tales como DNP3, Modbus, IEC-61850, OPC, entre otros.

La utilización de un programa como Substation Subnet nos ahorra tiempo y costos en el desarrollo de ingeniería, ya que al poder comunicarse con cualquier protocolo ya no es necesario ningún equipo adicional a este software y los computadores en donde sea instalado. Este software cuenta con una interfaz bastante amigable, como la que se muestra en la figura 31, facilitando su configuración.

Figura 30. **Interfaz del software Substation Subnet Server**

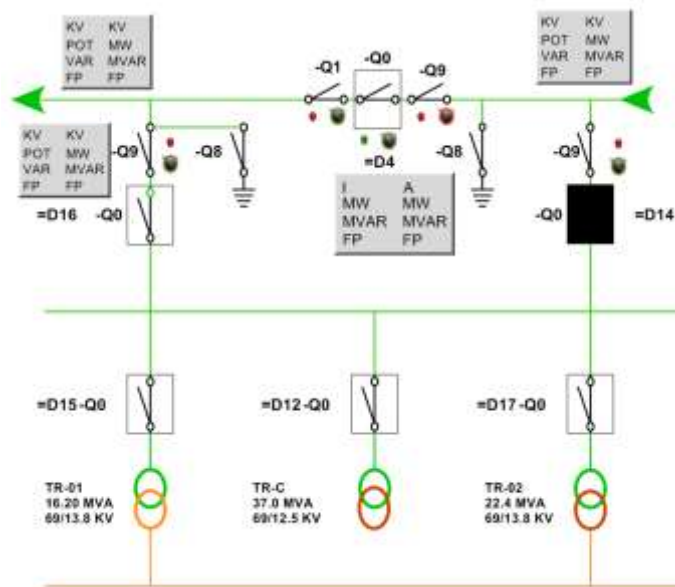


Fuente: *Substation Subnet Server*.

Para el desarrollo del entorno gráfico, la utilización del software Cimplicity, el cual posee una gran cantidad de opciones para poder desarrollar adecuadamente cada una de las pantallas necesarias. Cimplicity es un software

desarrollado para poder elaborar sistemas SCADA de grandes magnitudes, gracias a que posee una base datos integrada es capaz de poder llevar un historial de todas las alarmas y eventos que han sucedido en un determinado tiempo. Para poder obtener cada una de las señales, este software se comunica vía OPC con un Gateway que en es Substation Subnet Server. Con la utilización de este SCADA se logran gráficos como el que se muestra en la figura 29, en donde gracias a los datos de los medidores e IEDS instalados se logra una fácil operación y monitoreo, según las necesidades.

Figura 31. **Pantalla de monitoreo de subestación eléctrica**



Fuente: programa *simplicity*.

CONCLUSIONES

1. Los elementos utilizados en la automatización de subestaciones eléctricas, permiten comunicar a través de una arquitectura y topología de red una gran cantidad de datos entre varios equipos, a través de diversos protocolos de comunicación.
2. La Norma IEC-61850 presenta una serie de criterios y fundamentos, que se deben considerar para poder realizar una correcta automatización completa en una subestación eléctrica.
3. La automatización de una subestación eléctrica presenta una tendencia hacia subestaciones con más presencia de tecnología óptica y al desarrollo de tecnologías que concentran señales análogas de medición, para ser compartidas a varios equipos que se encuentren intercomunicados.
4. El desarrollo de una automatización de subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC-61850 permite un mejor monitoreo y control del sistema, permitiendo la integración hacia un sistema SCADA.

RECOMENDACIONES

1. Investigar los requerimientos y características que se espera del sistema, para dimensionar de forma adecuada los equipos y garantizar que puedan operar bajo las condiciones ambientales de la subestación eléctrica.
2. Estudiar las diferentes topologías de red posibles para seleccionar la adecuada, según la aplicación, tiempo de respuestas y tolerancia a fallas del sistema a utilizar.
3. Consultar las características de la tarjeta de red de los equipos a utilizar, para seleccionar de forma correcta la fibra óptica a utilizar para interconectar los equipos.
4. Consultar las características del software elegido para el sistema SCADA, según las necesidades y funcionalidad del sistema que se vaya a desarrollar.

BIBLIOGRAFÍA

1. AXON GROUP, S. A. *Introducción al protocolo IEC-61850*. [en línea]. <http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php> [Consulta: 10 de noviembre de 2014].
2. _____. *Sistemas SCADA*. [en línea]. <http://www.axongroup.com.co/entrenamiento_scada.php> [Consulta: 10 de noviembre de 2014].
3. General Electric. *Manual de operación del Brick*. [en línea]. <<http://www.ge.com/solution/>> [Consulta: 24 de octubre de 2014]
4. MENDIBURU DÍAZ, Henry. *Sistemas SCADA*. [en línea] <<http://www.galeon.com/hamd/pdf/scada.pdf>> [Consulta: 12 de diciembre de 2014].
5. Selinc. *Manual de operación del SEL3354*. [en línea] <<http://www.selinc.com/SEL-3354/>> [Consulta: 15 de noviembre de 2014]

