



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

**PROPUESTA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK
CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO "IEC 61850"
PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV**

Marlon David Choc Quán

Asesorado por el Ing. Jorge Gilberto González Padilla

Guatemala, agosto de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK
CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO "IEC 61850"
PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARLON DAVID CHOC QUÁN

ASESORADO POR EL ING. JORGE GILBERTO GONZÁLEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
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
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
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 LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK
CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO "IEC 61850"
PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 14 de noviembre de 2014.


Marlon David Choc Quán

Guatemala 05 de Junio de 2015

Ingeniero
Francisco Javier Gonzales López
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Señor coordinador:

Por este medio me dirijo a usted, para infórmale que he llevado a cabo la revisión final del trabajo de gradación titulado, **PROPUESTA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO "IEC 61850" PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV.** Presentado por el estudiante **Marlon David Choc Quán** carne 200914901.


El trabajo se ha desarrollado de acuerdo con el programa y objetivos iniciales planteados y considero que llena los requisitos para ser aprobado como trabajo de graduación.

Finalmente considero importante resaltar la utilidad que el trabajo tendrá como apoyo a los estudiantes de la carrera de ingeniería Eléctrica y Mecánica Eléctrica, en el curso de Automatización industrial.

Agradeciendo la atención a la presente aprovecho la oportunidad de suscribirme de usted.

Atentamente:

Jorge Gilberto González Padilla
INGENIERO ELECTRICISTA
No. DE COLEGIADO 9055


Ing. Jorge Gilberto González Padilla
Colegiado No. 9055



Ref. EIME 37. 2015

Guatemala, 22 de JUNIO 2013.

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 LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
BRICK CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL
PROTOCOLO IEC 61850 PARA EL SISTEMA DE
PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV,** del
estudiante **Marlon David Choc Quán**, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE



Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia

SFO



REF. EIME 37. 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; MARLON DAVID CHOC QUÁN titulado: PROPUESTA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO IEC 61850 PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230KV, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romer



GUATEMALA, 10 DE JULIO 2015.



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 LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE BRICK CONTROLANDO LA AUTOMATIZACIÓN, BAJO EL PROTOCOLO "IEC 61850" PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE 230 KV**, presentado por el estudiante universitario: **Marlon David Choc Quán**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Palanco
Decano



Guatemala, agosto de 2015

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme el entendimiento, fortaleza y sabiduría durante toda mi carrera.
- Mis padres** Oscar Choc y Jeemin Quán, por todo su apoyo brindado de manera incondicional a lo largo de toda mi vida.
- Mis hermanos** Oscar y Joselyn Choc, por todo su cariño y ayuda brindada a lo largo de toda mi vida.
- Mis abuelos** Por todo el cariño y consejos brindados que ayudaron a formarme como persona.
- Mis tíos** Por su apoyo brindado a lo largo de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser la casa de estudio que me formó como el profesional que soy ahora.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme los conocimientos necesarios para formar el ingeniero que ahora soy.

Roxana Quinilla

Por su apoyo, ayuda y cariño incondicional en mi carrera profesional.

**Mis amigos de la
Facultad**

Por la solidaridad brindada a lo largo de toda mi carrera dentro de la Facultad de Ingeniería.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS ADITAMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN DE MANIOBRA ELÉCTRICA.....	1
1.1. Interruptor de potencia.....	1
1.1.1. Señales del interruptor de potencia	2
1.1.2. Razones para que el interruptor de potencia pueda ser abierto.....	3
1.2. Seccionador de potencia	4
1.2.1. Maniobras de operación de un seccionador	5
1.2.2. Señales de un seccionador de potencia	6
1.2.3. Diferencia entre un interruptor y un seccionador	7
1.3. Transformador de corriente	7
1.3.1. Funciones del transformador de corriente	8
1.3.2. Diferencia de un devanado de protección y medición	10
1.3.3. Núcleo de medición	10
1.3.4. Núcleo de protección	10
1.3.5. Aplicación de la clase de exactitud en el transformador de corriente	11

1.4.	Transformador de tensión	11
1.4.1.	El equipo cumple dos funciones.....	12
1.5.	Gabinete concentrador.....	13
1.5.1.	Equipos de patio que se interconectan con el gabinete concentrador.....	17
1.5.2.	Funciones que realiza cada brick.....	18
1.6.	Gabinete de control y protección.....	19
1.7.	Fibra óptica	20
1.7.1.	Fibra multimodo.....	22
1.7.2.	Fibra monomodo	23
1.8.	Arquitectura del sistema de control en una subestación automatizada con el protocolo IEC 61850.....	24
2.	GUÍA DEL USO DEL BRICK.....	25
2.1.	Definición para el uso del brick 4-HI-CV50.....	25
2.2.	Descripciones de componentes	27
2.2.1.	Cables	27
2.2.2.	Cable de cobre	28
2.2.2.1.	Internamente está conformado de dos tipos de conductores.....	29
2.2.3.	Terminación del cable a conectar en el extremo del <i>cross panel</i>	30
2.2.4.	Cable de fibra para interior	32
2.2.5.	Brick	33
2.2.5.1.	Indicadores led del brick.....	34
2.2.5.2.	Entradas brick AC	36
2.2.5.3.	Entradas del brick.....	38
2.2.5.4.	Salidas de contacto brick SSR	39
2.3.	Limitantes del brick-4-HI-CV50	41

2.4.	Conectores para el brick-4-HI-CV50.....	43
2.4.1.	La terminación del cable en el extremo brick.....	43
2.5.	Cross panel	45
2.5.1.	Conexión cross panel	45
2.6.	Esquema del seguimiento de los procesos de la automatización de una subestación eléctrica con un brick bajo el protocolo IEC 61850	48
3.	PROCOLO IEC 61850.....	49
3.1.	Introducción al protocolo.....	49
3.1.1.	Características del estándar IEC 61850	52
3.1.1.1.	Interoperabilidad	52
3.1.1.2.	Libre configuración	52
3.1.1.3.	Estabilidad a largo plazo.....	52
3.2.	Objetivos del estándar	53
3.3.	Estructura de la Norma IEC 61850	53
3.3.1.	Introducción y resumen	54
3.3.2.	Terminología.....	55
3.3.3.	Requisitos generales	55
3.3.4.	Gestión de sistemas y proyectos	55
3.3.5.	Requisitos de las comunicaciones.....	55
3.3.6.	Lenguaje de configuración de subestación (SCL) ..	56
3.3.7.	Parte 7 de la estructura de la Norma IEC 61850	56
3.3.8.	Aplicación para el bus de estación	58
3.3.9.	Aplicación para el bus de proceso	59
3.3.10.	Pruebas de conformidad.....	60
3.4.	Lenguaje de configuración de subestación (SCL)	60
3.5.	Mapeo.....	62
3.6.	Nodos lógicos	65

3.7.	Modelado de datos y servicios	68
4.	SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA EL CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	71
4.1.	GOOSE (eventos en la subestación orientado a objetos genéricos)	71
4.1.1.	Conceptos básicos	72
4.1.1.1.	Sistemas de control distribuido.....	72
4.1.1.2.	Sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)	72
4.1.1.3.	Interfaz hombre máquina (HMI).....	74
4.1.1.4.	Mensajes en IEC 61850	75
4.1.1.5.	Mensajes convencionales	76
4.1.1.6.	Mensajes goose	78
4.1.1.7.	Modelado de datos en mensajes goose.....	79
4.1.2.	Aplicaciones	81
4.1.2.1.	Comunicación vertical	81
4.1.2.2.	Comunicación horizontal	82
4.1.2.3.	Requerimientos para las pruebas de funcionalidad	84
4.1.2.4.	Procedimiento de pruebas de funcionalidad	84
5.	USO DEL BRICK PARA LA AUTOMATIZACIÓN BAJO EL PROTOCOLO IEC 61850	87
5.1.	Desventajas al no usar brick en una subestación eléctrica	87
5.1.1.	Costos que conlleva el sistema convencional	91
5.2.	Beneficios al usar brick en una subestación eléctrica	94

5.2.1.	Beneficios que conlleva el sistema a base de bricks	97
5.3.	Beneficios de automatizar una subestación con el protocolo IEC61850.....	102
5.3.1.	Ventajas de usar el protocolo IEC61850	102
5.3.2.	Ventajas más relevantes del estándar IEC 61850.....	103
5.3.3.	Beneficios del estándar IEC 61850.....	104
5.3.3.1.	Independencia de tecnología actual ..	104
5.3.3.2.	Asignación libre de funciones	104
5.3.3.3.	Intercambio de datos de alta velocidad	106
5.3.3.4.	Aumenta la eficiencia.....	106
5.3.3.5.	Proporciona una gran flexibilidad.....	106
5.3.3.6.	Constituye una inversión rentable y de futuro	107
CONCLUSIONES		109
RECOMENDACIONES.....		111
BIBLIOGRAFÍA.....		113

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Interruptor de potencia	2
2.	Cámara de gas SF6	4
3.	Seccionador de potencia.....	6
4.	Transformador de corriente.....	8
5.	Bobinas de relevadores.....	9
6.	Transformador de tensión	12
7.	Bobinas de relevadores.....	13
8.	Patio de la subestación eléctrica 230 kv	14
9.	Gabinete concentrador.....	15
10.	Gabinete concentrador GCD-11.....	16
11.	Gabinete concentrador GCD-12.....	17
12.	Gabinete de control y protección.....	19
13.	Conector de fibra y cobre del brick.....	20
14.	Fibra óptica	21
15.	Fibra multimodo	22
16.	Fibra monomodo	23
17.	Arquitectura del sistema.....	24
18.	Accesorios de sistema HardFiber.....	26
19.	Conector tipo D	28
20.	Cable de cobre	29
21.	Conector de fibra y cobre	30
22.	Parte trasera <i>cross panel</i>	31
23.	Parte frontal <i>cross panel</i>	31

24.	Relevador de protección	32
25.	Estructura del brick	33
26.	led indicadores.....	35
27.	Borneras de CT'S y PT'S	37
28.	Contactos de entrada.....	39
29.	Contactos SSR	40
30.	Brick.....	42
31.	Conector tipo hembra	44
32.	Ensamblado del conector	44
33.	Cinta de seguridad.....	45
34.	<i>Cross panel</i> vista trasera	46
35.	<i>Cross panel</i> vista frontal	46
36.	Conexión final de los equipos	47
37.	Esquema de procesos	48
38.	Estructura de la Norma IEC 61850	54
39.	Esquema del bus o canal de procesos	59
40.	Interoperabilidad del sistema	62
41.	Estructura de comunicación convencional.....	63
42.	Estructura de comunicación LAN de una subestación.....	64
43.	Estructura de comunicación IEC 61850 de una subestación.....	65
44.	Nodos lógicos	67
45.	Esquema convencional de control y protección.....	71
46.	Sistema SCADA.....	73
47.	Interfaz hombre máquina (HMI)	74
48.	Tipos de mensajes IEC 61850.....	76
49.	Mensaje convencional	77
50.	Canal de los mensajes prioritarios	78
51.	Estructura de un dispositivo lógico.....	80
52.	Comunicación vertical.....	82

53.	Comunicación horizontal	83
54.	Sistema convencional de una subestación eléctrica	88
55.	Trinchera de subestación	89
56.	Canastilla metálica en trinchera	90
57.	Innovación de la tecnología.....	92
58.	Mensaje sin canal de prioridad.....	94
59.	Conexión entre bricks y equipos de patio.....	95
60.	Conductor de fibra del brick	96
61.	Mensaje goose de prioridad	100
62.	Mensajes multifuncionales para el sistema	101
63.	Asignación libre de funciones.....	105

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperaje
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
I	Corriente
Km	Kilómetro
KV	Kilovoltios
MBit/s	Mega bits por segundo
MCB	<i>Micro circuit breaker</i>
V	Voltaje

GLOSARIO

<i>ACSI</i>	Abstract Communication Service Interface.
Aparamenta	Descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
AWG	American Wire Gage.
Bahía	Conjunto de equipos necesarios para que hacen posible la conexión con los sistemas a utilizar.
Bornera	Utilizado para unir dos o más hilos de conductores que realizan la misma función.
Brick	Dispositivo que permite convertir las señales análogas y digitales en señales que pueden ser transmitidas por medio de fibra óptica.
Canastillas	Encargadas del transporte de conductores de un lugar a otro, logrando interconectar todos los equipos de patio de una subestación.
CDC	Common Data Classes.

CDS	Sistemas de control distribuido.
CID	Configured IED description.
CT	Transformador de corriente.
Diodo	Componente electrónico que permite el paso de la corriente en un solo sentido.
EMI	Electromagnetic interference.
GSSE	Eventos genéricos de estado de la subestación.
HMI	Interfaz humano-máquina.
ICD	<i>IED capability description.</i>
IEC 61850	<i>Communications networks and systems in substations.</i>
IED	<i>Integrated drive electronics.</i>
ISO	Organización Internacional de Normalización.
LAN	<i>Local area network.</i>
Led	<i>Light-emitting diode.</i>
LN	Nodos lógicos.

LSZH	<i>Low smoke, zero halogen.</i>
MMS	<i>Manufacturing message specification.</i>
PC	<i>Physical connections.</i>
PT	Transformador de tensión.
Posición local	El interruptor de potencia solo puede ser abierto o cerrado desde su caja de mando.
Posición remota	El interruptor de potencia solo puede ser abierto o cerrado desde los relevadores de control y protección.
SAS	Sistemas de automatización de subestaciones.
SCADA	Sistema control supervisión y adquisición de datos.
SCD	<i>System configuration description.</i>
SCL	Lenguaje de Configuración de Subestación.
SSD	<i>System specification description.</i>
TCP	Protocolo de control de transmisión.

Trincheras

Utilizada para colocar las canastillas en la parte interna, logrando interconectar de forma segura todos los equipos.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación describe la propuesta de la implementación de un sistema de brick controlando la automatización, bajo el protocolo IEC 61850 para el sistema de protección de una subestación de 230kV.

En el primer capítulo se presentan los equipos y aditamentos colocados en el patio de la subestación eléctrica, los cuales se encargan de la protección y medición del sistema.

En el segundo capítulo se describe el uso del brick en la automatización de una subestación eléctrica, permitiendo la transmisión de señales análogas y digitales a través de fibra óptica, las cuales son recibidas por los dispositivos lógicos inteligentes e integradas al sistema manejado bajo el protocolo IEC 61850.

En el tercer capítulo se presentan el protocolo IEC 61850 y su aplicación dentro de la automatización de las subestaciones eléctricas, siendo su principal objetivo la interoperabilidad entre los diferentes fabricantes de dispositivos lógicos inteligentes, lo cual garantiza una estabilidad a largo plazo del sistema de control, protección y medición.

El cuarto capítulo describe el sistema de comunicación goose, el cual es capaz de mantener una comunicación estable en el tiempo real, esto se debe a que cuenta con la implementación de mensajes de prioridad, lo cual permite la liberación de fallas dentro del sistema, de forma segura y precisa.

En el quinto capítulo se presentan los beneficios de tener una subestación controlada a través de un brick, lo cual minimiza el tiempo de ingeniería, elimina por completo el uso de trincheras, dejando un sistemas más ordenado y libre de errores humanos.

OBJETIVOS

General

Proponer la implementación de un sistema de brick controlando la automatización, bajo el protocolo "IEC 61850" para el sistema de protección de una subestación de 230 kV.

Específicos

1. Presentar los conceptos básicos de los aditamentos de una subestación de maniobra eléctrica.
2. Mostrar la guía del uso del brick.
3. Presentar el protocolo IEC 61850.
4. Presentar el sistema de comunicación para el control de una subestación eléctrica.

INTRODUCCIÓN

La implementación de un sistema de brick para el control de la automatización de una subestación eléctrica de 230 kV, bajo el protocolo IEC 61850, es el sistema más innovador debido a que cuenta con una interoperabilidad entre distintos dispositivo lógico inteligente, logrando dejar un sistema que no será obsoleto ante las demandas tecnológicas.

Los equipos de la subestación eléctrica están conformados por transformadores de corriente y voltaje, interruptor y seccionador, los cuales reportan deferentes señales al brick, permitiendo tener un sistema óptimo y confiable en el caso de una falla dentro del sistema de la subestación de 230 kV.

El uso de brick en una subestación eléctrica, es indispensable para la transición de señales por medio de conductores de fibra óptica, los cuales son recibidos por los dispositivos lógicos inteligentes e integrados al sistema controlado bajo el protocolo IEC61850.

El protocolo IEC 61850 para el uso de redes y sistemas de comunicación en la automatización de las empresas eléctricas, es fundamental para la interoperabilidad con los diferentes fabricantes de dispositivos lógicos inteligentes, logrando de esta forma salvaguardar la estabilidad del sistema en adaptaciones futuras.

1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS ADITAMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN DE MANIOBRA ELÉCTRICA

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, en donde existen elementos de protección y medición. Son los encargados del correcto funcionamiento en condiciones normales de operación y en caso de falla.

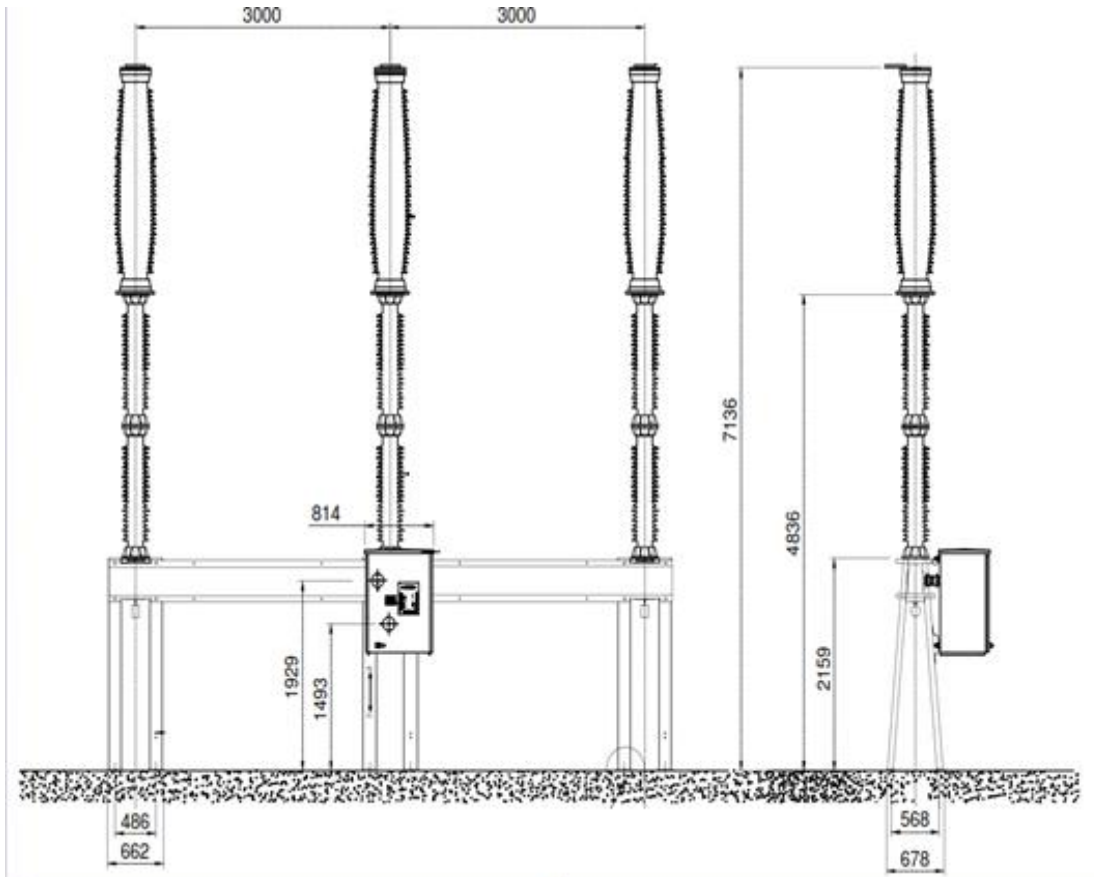
1.1. Interruptor de potencia

Es el elemento principal de una subestación eléctrica debido a su comportamiento y nivel de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia. La figura 1 representa cómo es físicamente un interruptor monopolar de tanque vivo para una tensión de 230 KV.

Conformado por tres polos denominados A, B y C, los cuales deben de abrir o cerrar el mismo tiempo.

Cuenta con una caja de mando central, al cual llegan todas las señales que se reportarán con el brick instalado previamente en el gabinete concentrador.

Figura 1. Interruptor de potencia



Fuente: ALSTON. *Interruptor de potencia 230 KV, tipo GL314F1, serie 213034.* p.15.

1.1.1. Señales del interruptor de potencia

Las señales que el interruptor de potencia debe reportar al brick son las siguientes:

- Interruptor cerrado
- Interruptor abierto
- Posición local

- Posición remota
- Falla de alimentación en motor
- MCB disparado de iluminación calefacción y tomacorriente
- Falla del circuito de disparo 1
- Falla del circuito de disparo 2
- Etapa de presión de gas SF6
- Fuga de gas SF6
- Resorte descargado del disparo
- Resorte cargado del disparo

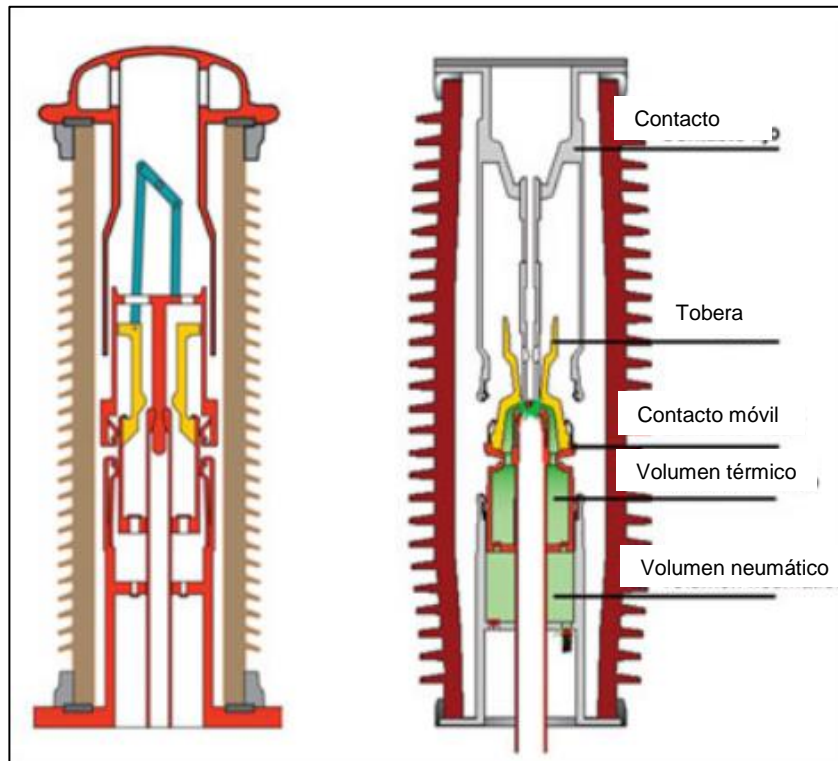
1.1.2. Razones para que el interruptor de potencia pueda ser abierto

Hay razones en las que el interruptor de potencia puede ser abierto, las cuales son:

- Cuando ocurre una falla: el relevador de control y protección es activado por medio de una señal de alarma, accionando la bobina del disparo.
- El operador puede mandar una señal de alerta a la bobina de apertura por motivos de pruebas y ser de forma manual por medio del relevador de control y protección.

El interruptor de potencia tiene la capacidad de abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo carga, debido a que este posee una cámara en cada uno de sus polos que contiene hexafloruro de azufre (SF6), como se observa en la figura 2. El gas SF6 tiene propiedades aislantes y su función es extinguir arcos eléctricos en el equipo de potencia.

Figura 2. **Cámara de gas SF6**



Fuente: LEIVA, Christian. *LAM Technical competency and resource manager de alstom grid*. www.alstom.cl. Consulta: 22 de septiembre de 2014.

1.2. **Seccionador de potencia**

Tiene como finalidad conectar y desconectar diversas partes de una subestación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o mantenimiento. Asimismo, aislar tramos de circuitos de una forma mecánica y eléctrica. El seccionador debe trabajar en vacío o cuando este no esté bajo carga, debido a que no cuenta con cámara de gas SF6, como el interruptor de potencia.

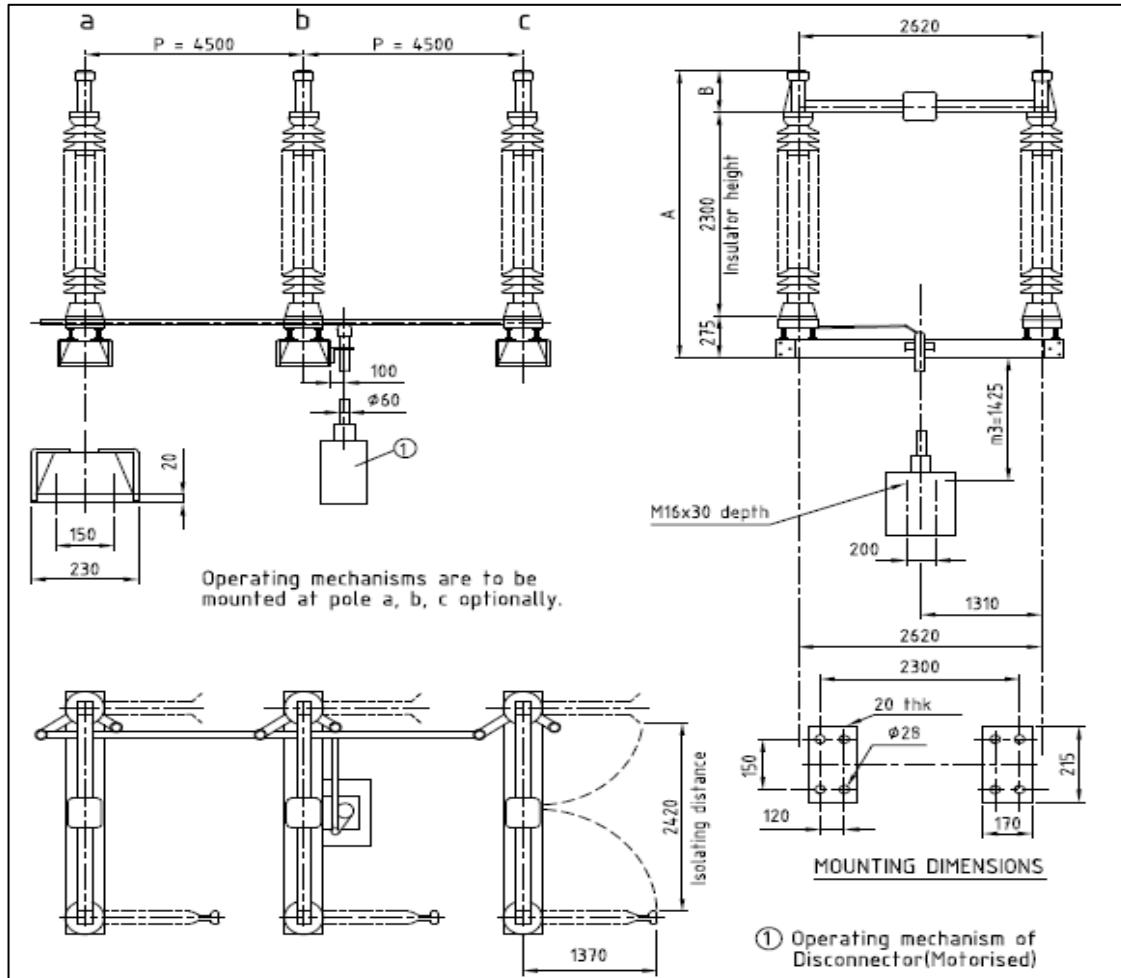
1.2.1. Maniobras de operación de un seccionador

Las maniobras de operación de un seccionador de potencia son las siguientes:

- Verificar que en la subestación ya no exista flujo de corriente.
- Si el interruptor de potencia se encuentra abierto, es posible mandar una señal que permita abrir el seccionador.
- Al finalizar el mantenimiento de los equipos se procederá a cerrar el seccionador, y luego se a mandar la señal para poder cerrar el interruptor.
- El seccionador será abierto cuando se necesite hacer mantenimiento al interruptor, de lo contrario, este no deberá ser abierto.

El accionamiento de apertura o cierre es de forma mecánica, debido a que cuenta con un motor ubicado en su caja de mando que permite al seccionador ser abierto o cerrarlo de manera tripolar, cada polo está representado como A, B y C; como se observa en la figura 3. Conformado por una caja de mando central en donde llegan las señales que se desean reportar al brick, el cual está instalado en el gabinete concentrador.

Figura 3. Seccionador de potencia



Fuente: ABB. Seccionador de potencia 230 KV, tipo SDF245, serie 5000030155-10-001-MM1.

p. 2.

1.2.2. Señales de un seccionador de potencia

Las señales que el seccionador de potencia debe reportar al brick son las siguientes:

- Seccionador cerrado
- Seccionador abierto
- Posición local
- Posición remota
- Falla de alimentación en motor
- MCB disparado de iluminación calefacción y tomacorriente
- Falla en algún MCB de la caja de mando
- Falla en el sistema de la caja de mando

1.2.3. Diferencia entre un interruptor y un seccionador

Las diferencias entre el seccionador e interruptor son las siguientes:

- El interruptor de potencia cuenta con una cámara gas, compuesto de hexafloruro de azufre, el cual tiene como función abrir y cerrar un circuito eléctrico bajo carga.
- El seccionador no puede ser abierto o cerrarlo cuando esté pasando por el un flujo de corriente, y solo se utiliza cuando se requiere de un mantenimiento a el interruptor.

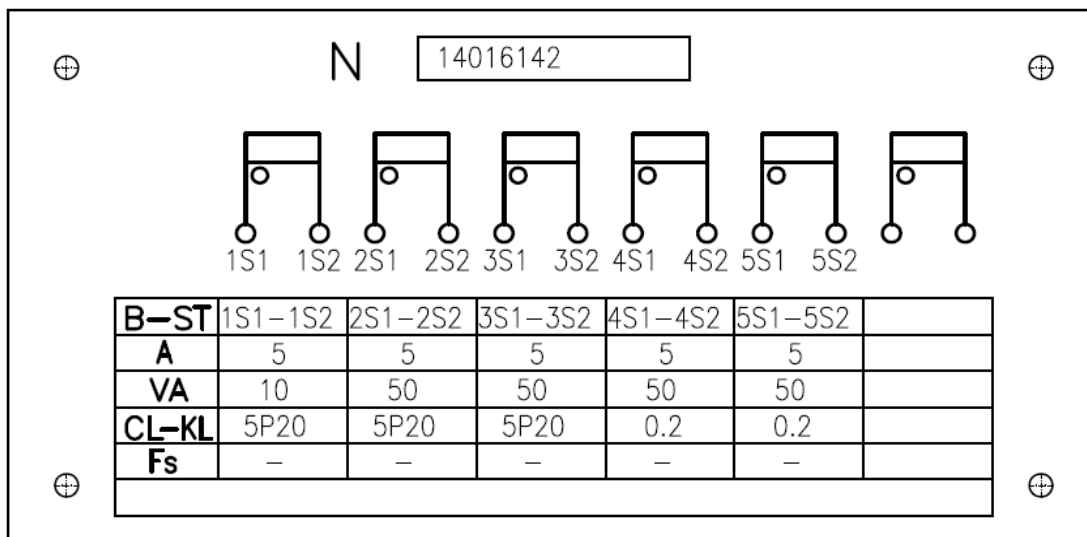
1.3. Transformador de corriente

Cuenta con uno o varios embobinados secundarios según lo requiera la subestación, el equipo posee dos clases de núcleos, los cuales son los siguientes:

- De protección
- De medición

Estos se comportan como si fueran varios transformadores independientes; como se visualiza en la figura 4. El cual indica que cuenta con tres núcleos de protección y dos de medición, esto quiere decir, que existen cinco núcleos en cada polo de los transformadores de corriente. La placa característica del transformador de corriente representa los núcleos de protección con las siglas 5P20 y los de mediciones con 0.2.

Figura 4. **Transformador de corriente**



Fuente: Artech. CT'S 230KV, tipo CAF-245, serie 14016142-1. p. 01.

1.3.1. Funciones del transformador de corriente

Los devanados del transformador de corriente cumplen dos funciones, las cuales son las siguientes:

- Aislar los instrumentos de protección y medición
- Aislar los circuitos de alta tensión

El devanado primario del transformador se conecta en serie con el circuito que se desea controlar en el patio de la subestación y el secundario se conecta en serie, con las bobinas de corriente del relevador de medición y protección, como se observa en la figura 5.

Figura 5. **Bobinas de relevadores**



Fuente: caseta de control, subestación 230kv, Ingenio Santa Ana.

1.3.2. Diferencia de un devanado de protección y medición

Las diferencias entre el devanado de protección y medición son las siguientes:

- El devanado de medición no se puede usar para proteger el sistema, ya que este equipo no cuenta con la capacidad necesaria para soportar una corriente de falla.
- El devanado de protección no puede dar mediciones precisas a los relevadores, debido a que este no cuenta con una precisión adecuada.

1.3.3. Núcleo de medición

Los devanados requieren siempre de la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10 %.

1.3.4. Núcleo de protección

Los devanados que se usan para la protección del circuito poseen una exactitud hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal, según se requiera. En los devanados solo importa la relación de transformación, que logren mantener el error del ángulo de fase dentro de los valores predeterminados.

1.3.5. Aplicación de la clase de exactitud en el transformador de corriente

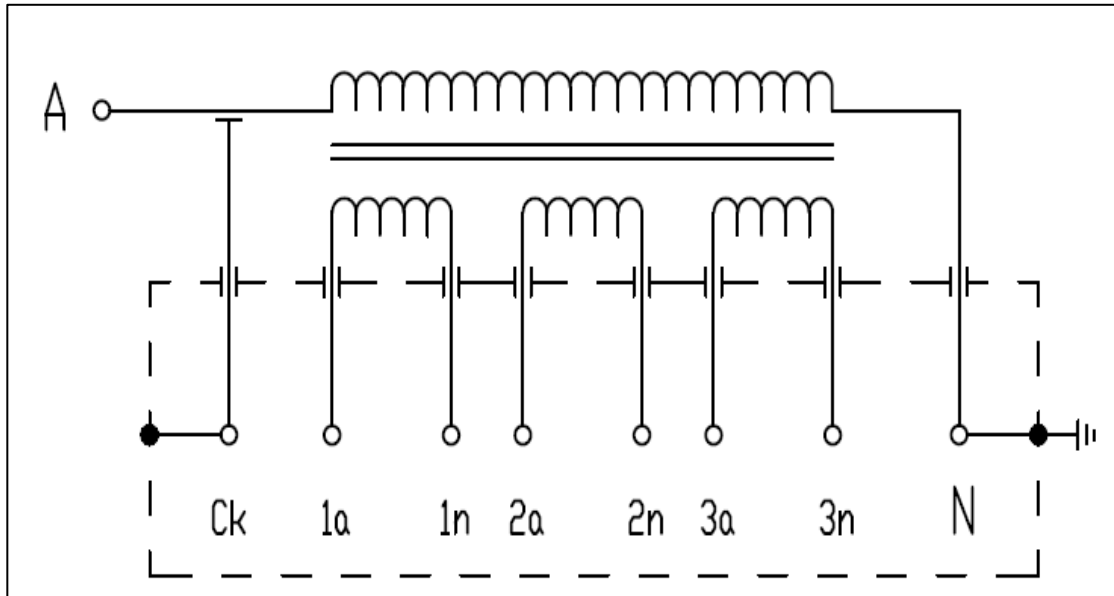
Las aplicaciones para la exactitud de los transformadores de corriente con respecto a sus devanaos de protección y medición son las siguientes:

- En el devanado de medición, el número que aparece en la nomenclatura ANSI (100, 200, 400, 800), indica el voltaje máximo que se puede desarrollar en el secundario de un transformador de corriente. De esta forma el devanado del transformador, clase C-100, tiene un error en su devanado no mayor al 10 %.
- En el devanados de protección se han estandarizado factores límites para su exactitud, en donde se pueden encontrar denominaciones como 5P10, en donde se puede interpretar que el transformador posee una exactitud del 5 %, en el momento que por él esté circulando una corriente de hasta 10 veces su corriente nominal.

1.4. Transformador de tensión

Este transforma los valores de tensión sin tomar en consideración la corriente. Este equipo cuenta con varios devanados según lo requiera el sistema, como el de la figura 6. El cual indica que cuenta con tres núcleos para la protección o medición, según lo requiera la subestación.

Figura 6. **Transformador de tensión**



Fuente: SIEMENS. *PT'S 230 KV*. p.01.

1.4.1. **El equipo cumple dos funciones**

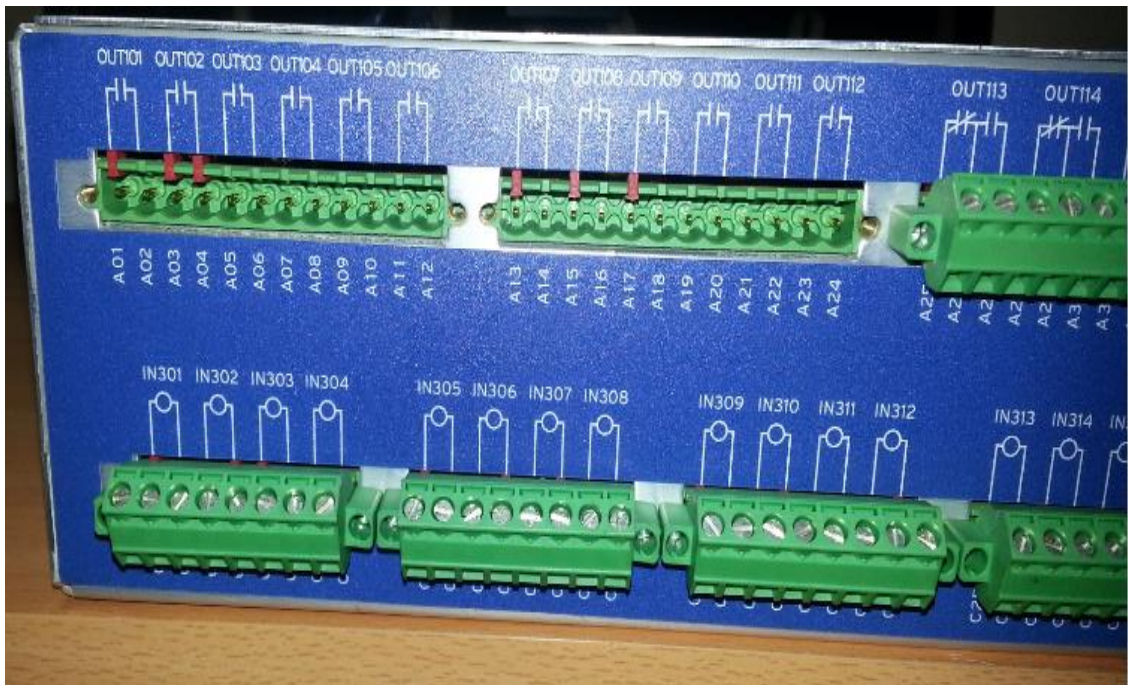
Los devanados del transformador de tensión cumplen dos funciones las cuales son las siguientes:

- Aislar los instrumentos de protección y medición
- Aislar los circuitos de alta tensión

El devanado se debe conectar en paralelo con el circuito a controlar, y el secundario se conecta en paralelo con la bobina de tensión del relevador de medición y protección; como se puede observar en la figura 7. Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero la tensión en el devanado secundario es normalmente 120 V. Se debe tener cuidado de que sus

devanados estén conectados correctamente, de acuerdo con sus marcas de polaridad.

Figura 7. **Bobinas de relevadores**



Fuente: caseta de control, subestación 230 kv, Ingenio Santa Ana.

1.5. **Gabinete concentrador**

Es un equipo colocado lo más cercano posible a los diferentes aparatos a instalar en el patio de la subestación eléctrica, como se puede observar en la figura 8, en la cual se ve cómo es el patio de la subestación. El gabinete se debe colocar en una caja de registro de concreto sólido, esta debe de contar con tubería galvanizada no menor a 2", para lograr la interconectar los diferentes equipos. Se debe de colocar una tubería de reserva del mismo diámetro, por cada tubo que se instale, de manera que este registro quedará de

forma concéntrica en el área en donde se instalarán los gabinetes concentradores y equipos de patio.

Figura 8. Patio de la subestación eléctrica 230 kv

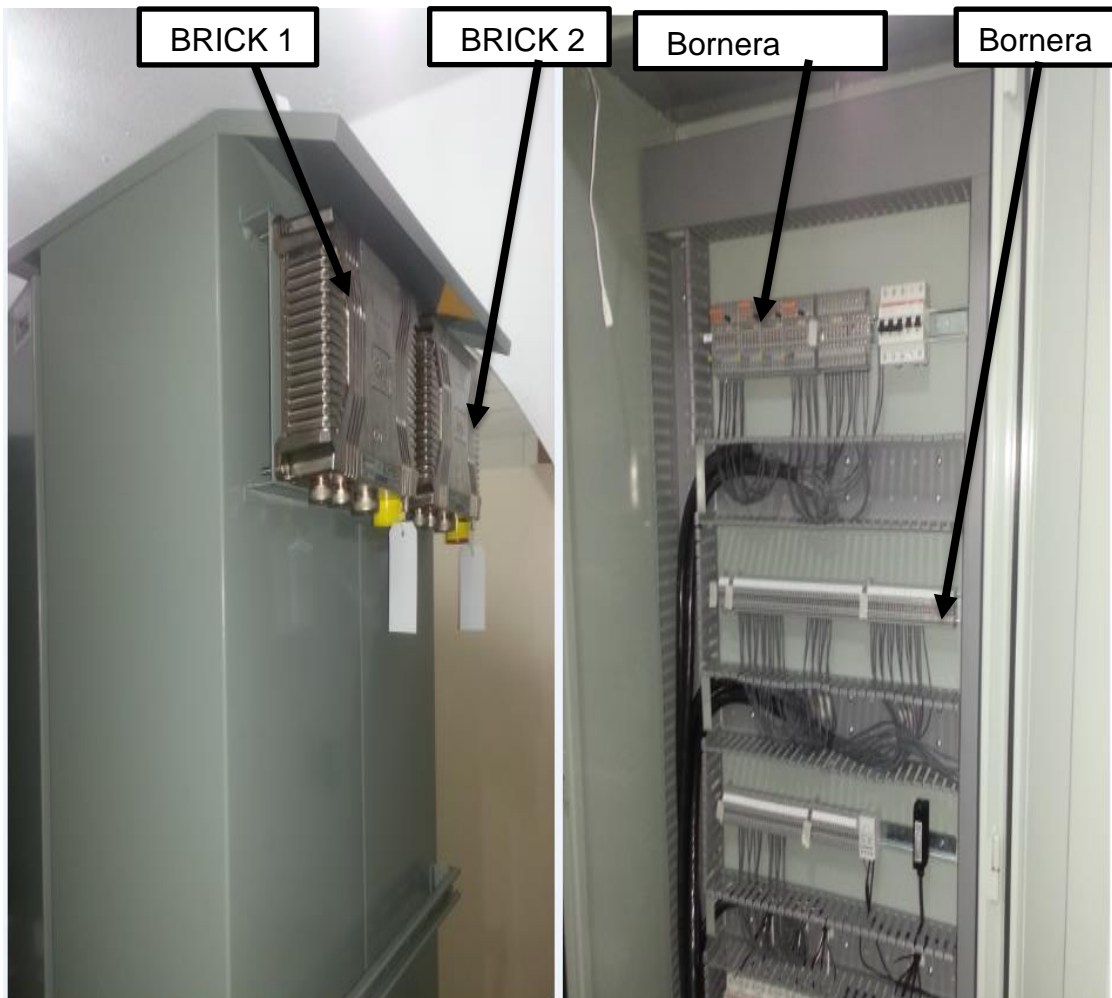


Fuente: subestación 230kv, Ingenio Santa Ana.

La recolección de información de las señales que se deseen monitorear desde los distintos relevadores de protección, el brick debe ser sujetado en el gabinete de forma externa, como se puede ver en la figura 9. Dos gabinetes serán instalados en bahías deferentes, teniendo la particularidad de realizar la misma función.

Los equipos internos son los encargados de transformar las señales y disparos que se requieran en los equipos de patio, y que son llevadas a él por medio de conductores de cobre, con el objetivo de transmitir las a través de fibra óptica, logrando de esta forma la reducción de conductores en las trincheras de la subestación.

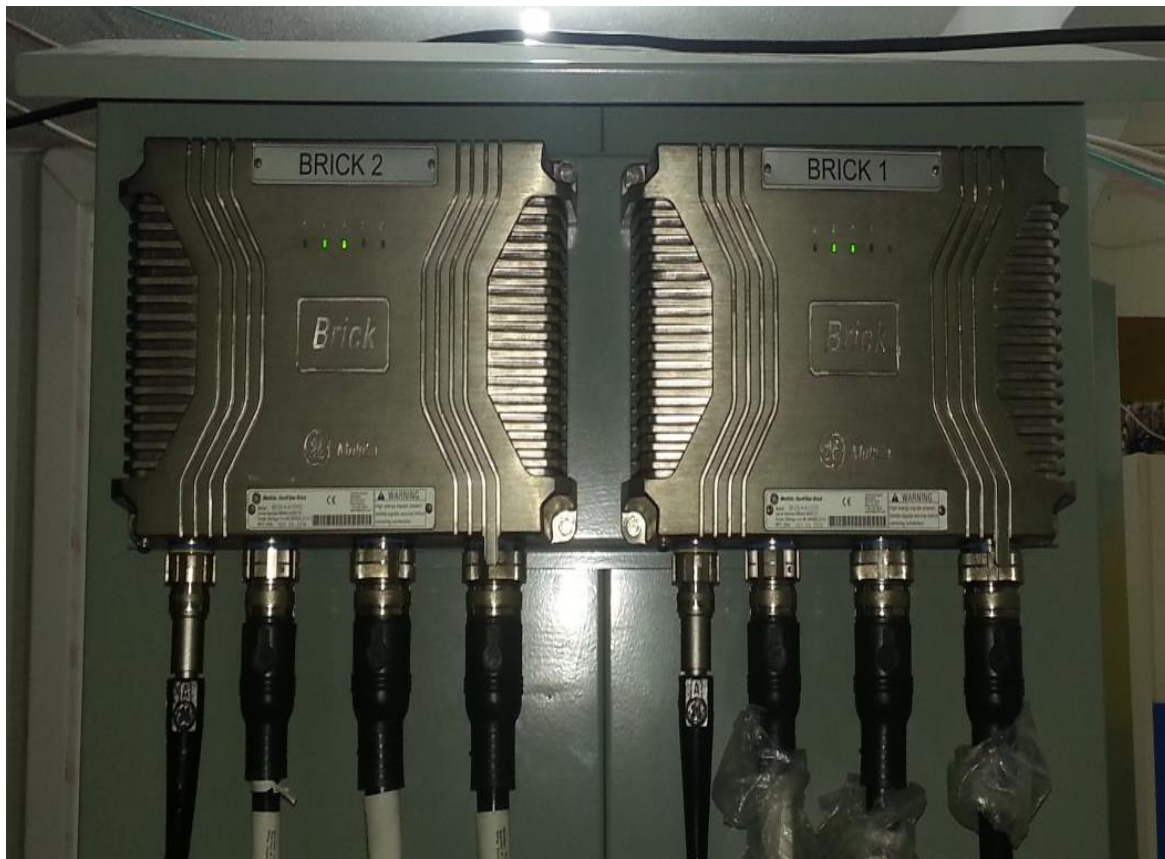
Figura 9. **Gabinete concentrador**



Fuente: taller de ensamblaje de gabinetes, Grupo Teknoenergy S. A.

Cada gabinete concentrador cuenta con dos bricks debidamente identificados como se observa en las figuras 10 y 11. Cada equipo tiene una función en particular, programado previamente en el brick para la supervisión de los equipos del patio más cercano a cada gabinete concentrador, logrando de esta forma, que un único conductor de fibra óptica se encargue de cada uno de los bricks a colocar en el exterior de los dos gabinetes, para la supervisión de las señales o disparos que se requieran en el caso de una falla en el sistema eléctrico.

Figura 10. **Gabinete concentrador GCD-11**



Fuente: taller de ensamblaje de gabinetes, Grupo Teknoenergy S. A, tipo 4-H1-CV-50, Serie Multilin.

- Seccionador de potencia: reporta información al brick 2 y 4
- Transformador de corriente: reporta información al brick 1, 2, 3 y 4
- Transformador de tensión: reporta información al brick 1, 2, 3 y 4

Es importante tener en cuenta que las señales de medición, proporcionadas por los transformadores de corriente y tensión, no deben pasar por el gabinete concentrador, ya que estas deben ir de forma directa a un gabinete debidamente precintado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) el cual se ubica dentro de la caseta de control de la subestación de 230 kV. El AMM es el único que puede manipular el gabinete de medición debido a la calibración de los equipos.

1.5.2. Funciones que realiza cada brick

Las funciones asignadas a cada uno de los brick, dentro de las protecciones de la subestación son las siguientes:

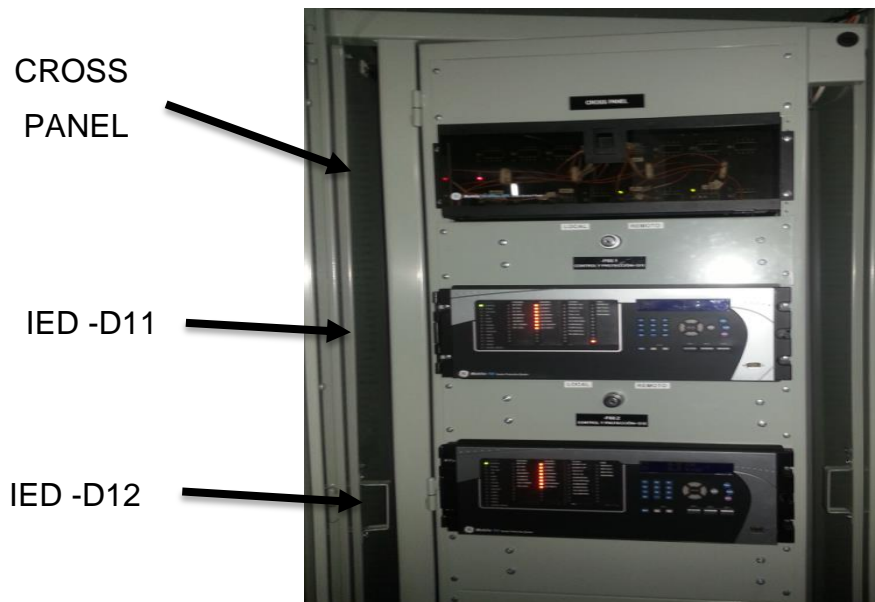
- El brick 1 y 3 colocados en diferente bahía son los encargados de monitorear las señales, los disparos, la apertura, y el cierre del interruptor de potencia.
- El brick 2 y 4 instalados en diferente bahía son los encargados de monitorear las señales, la apertura y cierre del seccionador de potencia.
- El brick 1, 2, 3 y 4 son los responsables de verificar el flujo de la corriente que está pasando en ese momento por la subestación, y son los encargados de reportar en qué momento es posible hacer sincronismo con la barra.
- Si el brick 1 deja de funcionar por algún motivo el 2 pasará a hacer las funciones que tenía asignadas el brick 1 y viceversa.

- Si el brick 3 deja de funcionar por algún motivo, el 4 pasará a hacer las funciones que tenía asignadas el brick 3 y viceversa.

1.6. Gabinete de control y protección

Encargado de las protecciones de la subestación, a él se reportarán los cuatro bricks. Conformado por un cross panel al cual le llegan las señales que proporcionarán los bricks por medio de un conductor de fibra óptica. Cuenta con un IEDs para el control y la protección a cada gabinete concentrador, como el que se puede visualizar en la figura 12. La interacción con los dispositivos lógicos inteligentes ya existentes es de vital importancia, para hacer posible la activación de las protecciones, en caso de una falla, o si simplemente el operador desea ver el estado de cada equipo de patio.

Figura 12. **Gabinete de control y protección**



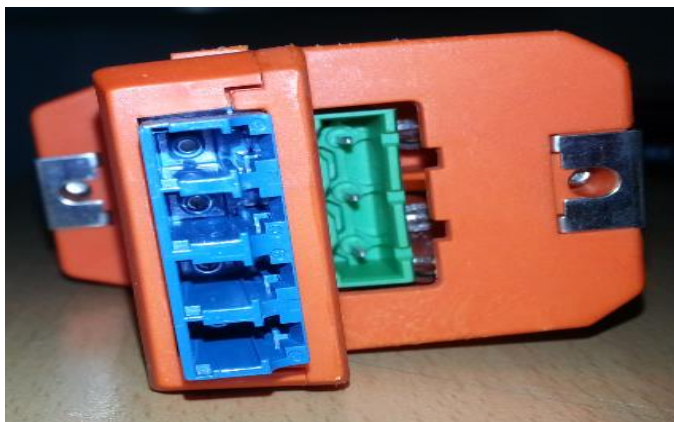
Fuente: taller de ensamblaje de gabinetes. Grupo Teknoenergy S. A.

1.7. Fibra óptica

Es un filamento de vidrio o plástico flexible y con un espesor inferior a un cabello humano empleado para transmitir luz de un extremo a otro, independientemente de la geometría que exista durante su recorrido. La fibra es la tecnología resultante de unir el conocimiento de las propiedades de la luz y el vidrio con el objetivo de poder transmitir pulsos de luz a grandes distancias con velocidades cercanas a los 200 km por segundo, siendo utilizadas ampliamente en el sector de las telecomunicaciones.

El conductor que se encarga de transmitir las señales proporcionadas por el brick, está conformado de cuatro fibras y dos conductores de cobre, por donde viaja el suministro de energía 125 VDC, como se aprecia en la figura 13. El uso de esta nueva tecnología, reduce de manera significativa la aplicación de los conductores de cobre y la implementación de trincheras en las subestaciones, con el objetivo de conseguir una transmisión que no tenga pérdidas producidas por interferencias de campos magnéticos en el sistema.

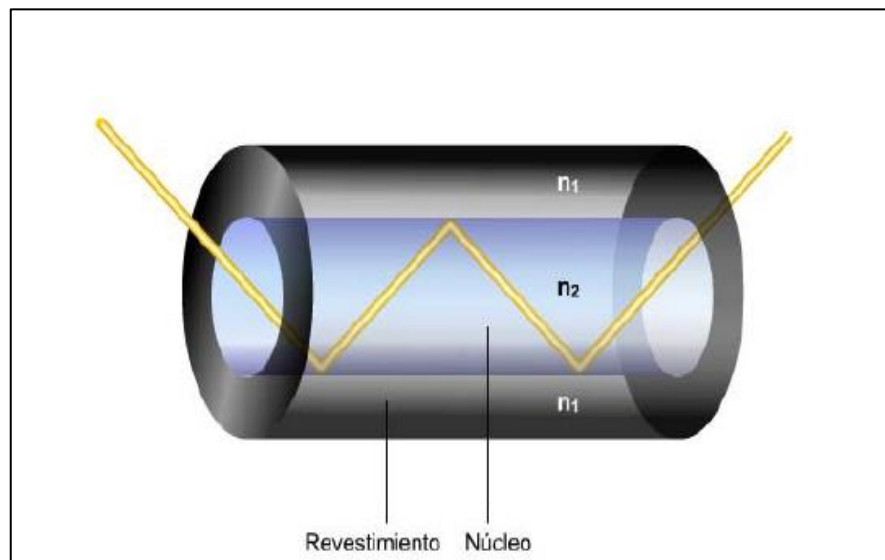
Figura 13. **Conector de fibra y cobre del brick**



Fuente: taller de ensamblaje de gabinetes. Grupo Teknoenergy S. A.

El comportamiento del índice de refracción de la luz se puede observar en la figura 14. A diferencia de los tradicionales conductores, la luz no interacciona ante la presencia de perturbaciones de origen electromagnético, por ejemplo las tormentas, llamaradas solares; esto hace a la luz un emisor de información de alta calidad, debido a su elevada capacidad y rapidez de transmisión cercana a la velocidad de la luz, y hacen a la fibra óptica el medio idóneo para enviar grandes cantidades de información de alta calidad en escasos milisegundos.

Figura 14. **Fibra óptica**



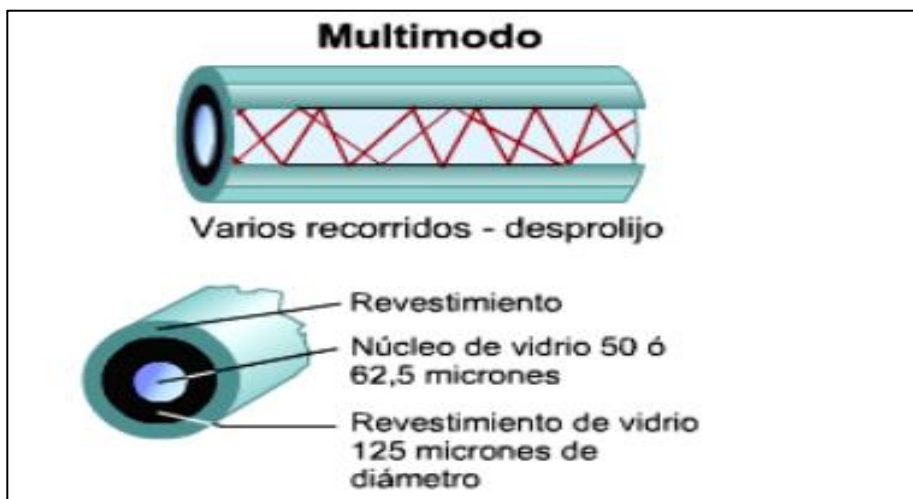
Fuente: SERANO, Xavier; PROAÑO, Julio. *Guía de ondas*. p. 17.

1.7.1. Fibra multimodo

Es aquella en la que los haces de luz pueden circular por más de un camino. Es por ello que, se supone que no llegan todos a la misma vez. Esta puede tener más de mil modos de propagación de luz. Las fibras multimodo se usan comúnmente en aplicaciones de corta distancia, menores a 2 km, por lo cual este tipo de fibra no es muy útil en la transmisión de datos de una central a otra.

El núcleo de una fibra multimodo tiene un índice de refracción superior, pero del mismo orden de magnitud que el revestimiento, como se puede ver en la figura 15. Debido al gran tamaño del núcleo de una fibra multimodo, es más fácil de conectar y tiene una mayor tolerancia a componentes de menor precisión.

Figura 15. **Fibra multimodo**

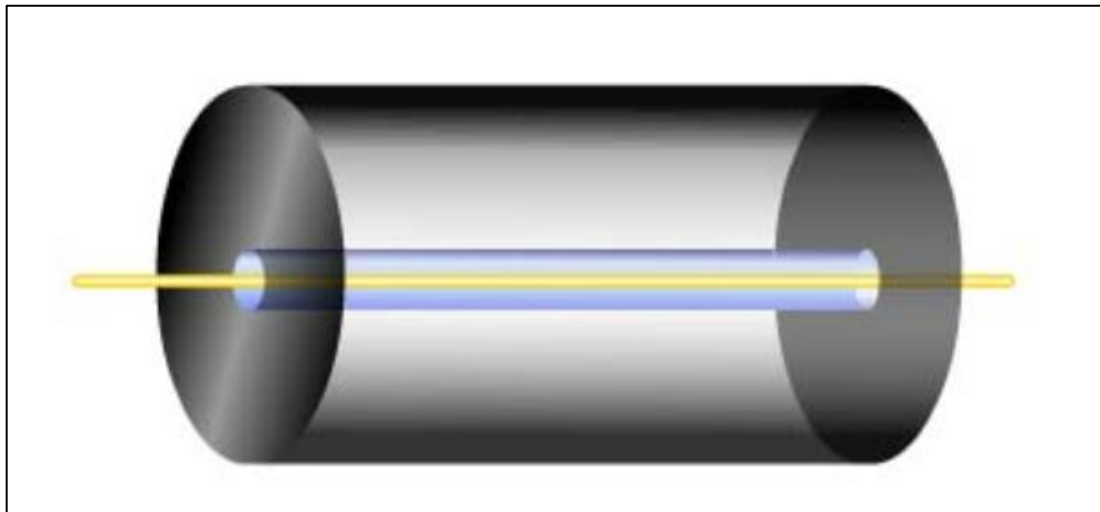


Fuente: SERANO, Xavier; PROAÑO, Julio. *Guía de ondas*. p. 22.

1.7.2. Fibra monomodo

Esta ofrece una mayor capacidad de transporte de información. Los ingenios en la actualidad no requieren de muchos conductores para la transmisión de información de una central de mando a otra, y esto se debe a la velocidad con que se transportan señales por medio de este tipo de fibra. Solo pueden ser transmitidos los rayos que tienen una trayectoria que sigue el eje de la fibra, como el que observa en la figura 16, por esta razón lleva el nombre de monomodo.

Figura 16. **Fibra monomodo**

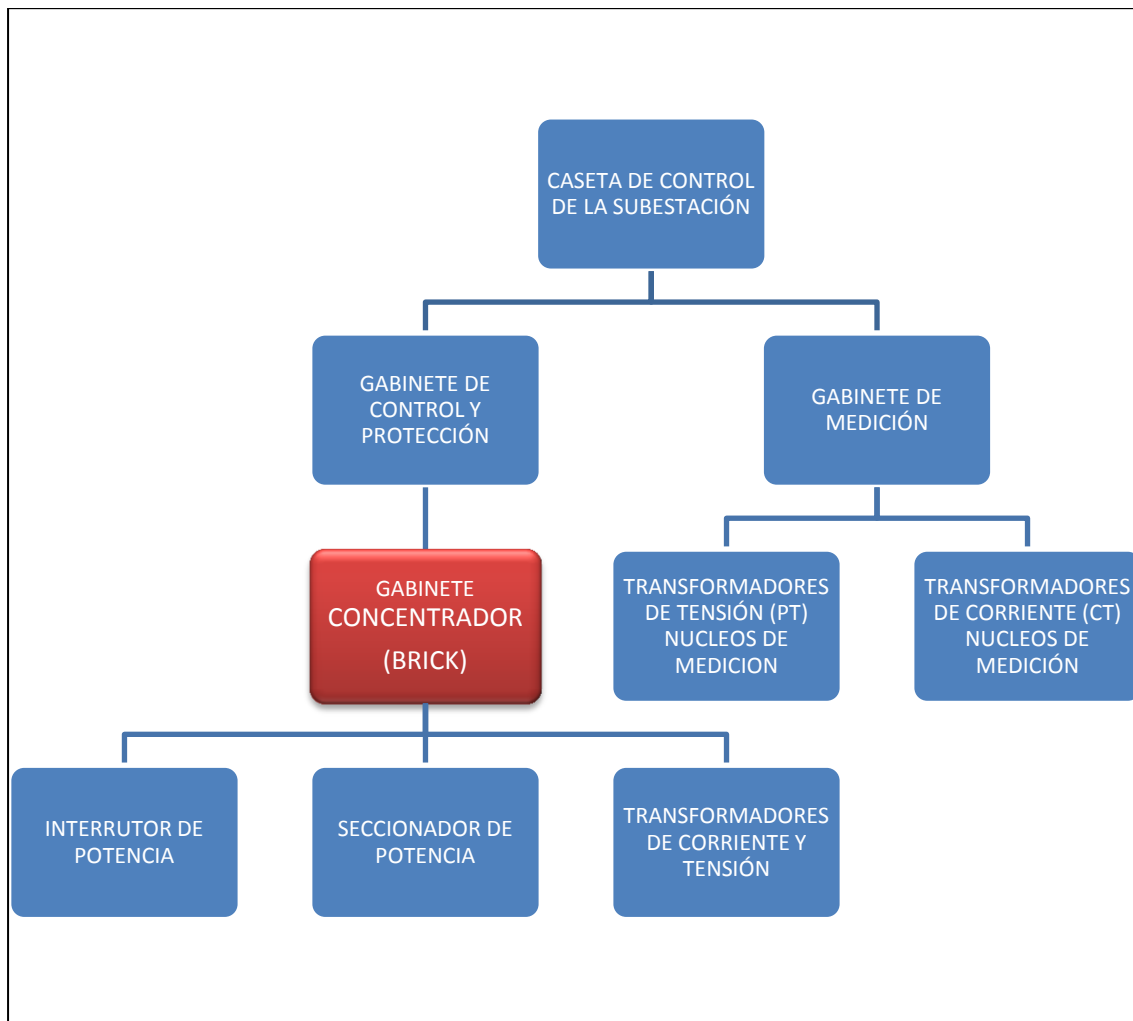


Fuente: SERANO, Xavier; PROAÑO, Julio. *Guía de ondas*. p. 17.

1.8. Arquitectura del sistema de control en una subestación automatizada con el protocolo IEC 61850

Se define el nivel de jerarquía de las operaciones de control, protección y medición, en el cual se observa que la parte de medición esta desligada de las funciones de control y protección dentro del sistema de la subestación eléctrica.

Figura 17. **Arquitectura del sistema**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Project.

2. GUÍA DEL USO DEL BRICK

La automatización de una subestación eléctrica es controlada por el equipo denominado como brick, tiene como finalidad poder tener un sistema más ordenado, confiable, una reducción de conductores y la eliminación de trincheras en el patio. El sistema de comunicación será una interfaz hombre-máquina, en la cual se obtendrá un sistema más óptimo en el momento de una falla. Este equipo, además de ser más efectivo, también es libre de mantenimiento.

2.1. Definición para el uso del brick 4-HI-CV50

Los bricks implementan el concepto de una unidad de fusión IEC 61850, en los cuales se expandieron ópticamente a relés de protección, en donde se logra conectar a todos los tipos de señales de entrada y salida, de los equipos a colocar en patio, como lo es el interruptor de potencia, seccionador, transformadores de corriente (CTs), transformadores de tensión (PTs).

El relevador es de la serie GE Multilin, relé universal probado por la serie UR, con un registro de campo de una década, en los cuales se incorporan todas las principales aplicaciones de un relé de alimentación simple, con un sistema que genere protección sofisticada.

El beneficio de la implementación de un sistema controlado por el brick es que acorta el tiempo de implementación, reduce los requerimientos de mano de obra, mejora la calidad, simplifica la adquisición y mejora la seguridad.

La función principal de este equipo es limitar la cantidad de conductores de cobre, por lo que este se debe de colocar lo más cerca posible a los equipos a controlar. Proporcionando una interfaz digital, transparente y unificada para los relés. Los datos de entradas y salidas remotas de los equipos cuentan con la implementación del protocolo de bus de proceso IEC 61850, la cual permite la integración de dispositivos de otros fabricantes. La IEC 61850 no está obligado a implementar un sistema de HardFiber.

Todos los equipos y elementos que conlleva la instalación adecuada de una automatización con bricks se le denomina HardFiber. El kit del sistema para automatizar una subestación, incluye los cables y accesorios necesarios para conectar los dispositivos de la serie UR con los bricks, como los que se pueden observar en la figura 18. Todos los cables están diseñados de tal manera, que no necesitan elemento intermedios de seguridad para su conexión.

Figura 18. **Accesorios de sistema HardFiber**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System, version 7.2.* p. 23.

2.2. Descripciones de componentes

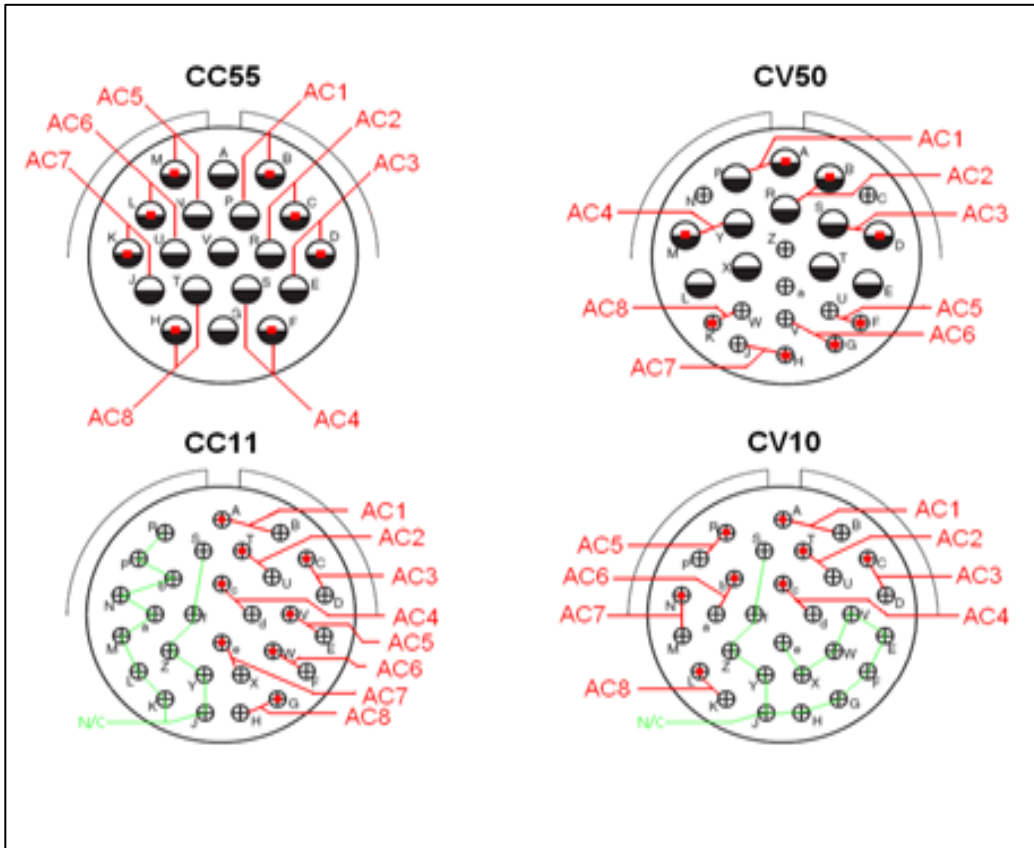
El sistema HardFiber está conformado por diversos equipos indispensables para su correcta conexión, cada elemento tiene una función en específico, la cual se describe a continuación:

2.2.1. Cables

Poseen un conector tipo hembra en uno de sus lados a conectar, el otro extremo del conductor está compuesto de hilos de cobre sueltos, debido a que estos se deben de colocar en juegos de borneras que van adentro del gabinete concentrador. Estos cables pueden ser suministrados por el fabricante, para longitudes previamente especificada por el usuario.

Los conectores tipo hembra están conformados por pines alrededor del conector, como los que se observan en la figura 19. El cable de fibra se hace a la longitud especificada por el usuario, lo que permite que no haya necesidad de hacer empalmes.

Figura 19. Conector tipo D



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System, Version 7.2.* p.39.

2.2.2. Cable de cobre

Estos conductores están diseñados para distancias cortas, como se puede observar en la figura 20. El conductor está conformado por un conector tipo hembra en uno de sus extremos, y en su otro lado está conformando de hilos de cobre.

Figura 20. **Cable de cobre**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 40.

2.2.2.1. Internamente está conformado de dos tipos de conductores

Los conductores de cobre están conformados por dos tipos de conductores de distintas especificaciones, los cuales son:

- Conductores AWG # 12: son los encargados de las señales de corriente provenientes de los devanados de los CTs.
- Conductores AWG #14: son los encargados de la verificación de las señales análogas de los devanados de los PTs y señales digitales para el reporte de los estados, disparos y aperturas de los equipos de patio.

El calibre de los conductores de cobre dependerá de la distancia en la que se encuentre el brick con el equipo de patio. Incluyen una chaqueta

retardante al fuego, un conector circular blindado para su conexión a la tierra física del equipo, en el momento que se conecte con el brick.

2.2.3. Terminación del cable a conectar en el extremo del *cross panel*

Los conectores a colocar en el *cross panel*, contienen un conector conformado por material plástico de color naranja, el cual posee un acoplador de fibra óptica LC de cuatro canales o vías, en donde el mismo conector contiene una distribución eléctrica de 125 Vdc, dicho conector se puede visualizar en la figura 21.

Figura 21. **Conector de fibra y cobre**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 43.

La cáscara de acople de la fibra óptica va colocada en la parte trasera del *cross panel*, se observa en la figura 22. El conector se fijará con dos tornillos instalados en la parte superior e inferior de la carcasa del conector. Una vez instalado los conectores en la parte trasera del *cross panel*, se procederá a ver las parejas de conexiones para la distribución eléctrica dentro de la parte frontal del *cross panel*, como se observa en la figura 23.

Figura 22. **Parte trasera *cross panel***



Fuente: Taller de ensamblaje de gabinetes, Grupo Teknoenergy S. A.

Figura 23. **Parte frontal *cross panel***



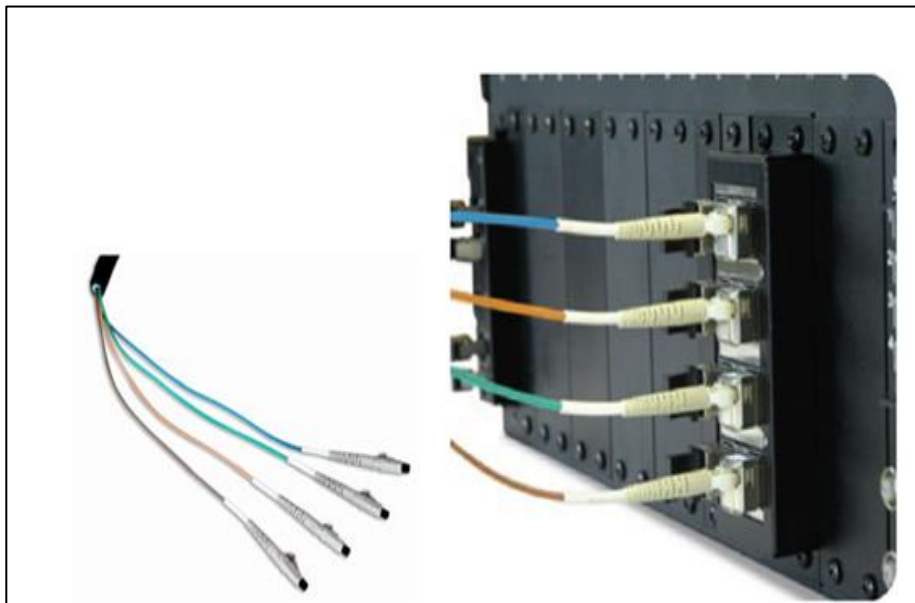
Fuente: Taller de ensamblaje de gabinetes, Grupo Teknoenergy S. A.

2.2.4. Cable de fibra para interior

Son conductores diseñados para el uso interno del gabinete. Esta fibra es utilizada para la interconexión de la tarjeta de procesos del relevador, la cual es conectada al *cross panel*. El cable contiene cuatro fibras de tipo multimodo con conectores LC.

El conductor que permite la interconexión entre el *cross panel* con el IED, está conformado de cuatro fibra ópticas debidamente identificadas por un código de colores como el azul, naranja, verde y marrón. Los conductores de fibra se pueden apreciar en la figura 24. Los dispositivos de la serie UR deben respetar este orden de colores, de arriba hacia abajo para ambas columnas, ya sea a o b para los puertos de la tarjeta de procesos.

Figura 24. Relevador de protección



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 44.

Estos cables incluyen un retardante de llama LSZH con cubierta al exterior color negra, a base de poliuretano, son adecuados para su instalación en una canaleta plástica en las pared del gabinete sin ninguna protección adicional, es importante evitar una tensión excesiva sobre sus conectores LC. El conductor debe ser sujetado en el extremo del relé utilizando una abrazadera de cable.

2.2.5. Brick

Diseñado para estar ubicado físicamente, lo más cerca posible a los diferentes equipos de patio de la subestación eléctrica, debido a que este equipo es capaz de soportar condiciones extremas. Conformado por una carcasa de acero inoxidable, como se muestra en la figura 25.

Figura 25. Estructura del brick



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 25.

La facilidad para la implementación, construcción, pruebas y mantenimiento del brick, es que vienen diseñados para ser simples, debido a que estos equipos no poseen una configuración, ya que el sistema se ha programado completamente a través de los relés. Todas las entradas de proceso y todos los comandos válidos son aceptados desde los relés conectados si los hubiese.

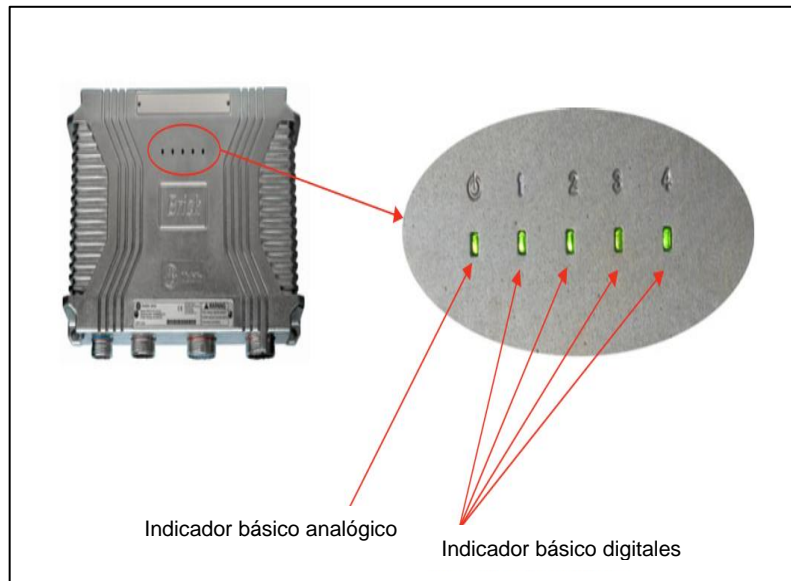
No tienen un bloque de instrucciones independiente, por lo cual heredan cualquier *firmware* (bloque de instrucciones) que se necesite de los dispositivos UR o B95 plus conectados, no requiere de ningún mantenimiento, y el diagnóstico se envía a todos los relés conectados.

La interfaz humano-máquina (HMI) se compone de cinco diodos emisores de luz (led), en donde se encuentran cuatro opciones de hardware disponibles para el brick.

2.2.5.1. Indicadores led del brick

Cinco indicadores led en la parte frontal del brick como los que se puede observar en la figura 26. Encargados de informar las funciones de autocontrol, las cuales detectan prácticamente cualquier problema interno, así como fallas con las señales ópticas recibidas.

Figura 26. **led indicadores**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 27.

Los diodos emisores de luz podrán reportar problemas en su sistema de operación de las siguientes formas:

- Cuando el led se pone de color verde, está indicando que no se ha detectado ningún error.
- Si el led se pone de color verde parpadeante, eso indica que el contacto de enclavamiento esté abierto.
- En el momento que el led del núcleo digital parpadea, está indicando que se recibe un comando de salida.
- Cuando el led del núcleo digital es apagado y el led del núcleo analógico es de color verde, indica que no hay señal óptica.

- El led de color rojo expresa que se detecta un error en el núcleo analógico, en el cual indica que existe un problema definitivo en el hardware y es necesario que la reparación se realice en la fábrica.

En los núcleos digitales, un led rojo indica una o más de las siguientes condiciones:

- El núcleo no está recibiendo adecuadamente los mensajes, pero está recibiendo una óptica señal, o bien el relé no está configurado correctamente para el núcleo o está conectado con otro que no es el relé previsto.
- El núcleo digital específico ha sufrido un fallo irrecuperable y la reparación de la fábrica es necesario.

2.2.5.2. Entradas brick AC

Las entradas de corriente alterna (AC) son las encargadas de la verificación de las señales análogas sacadas de *bushing* de cada transformador de corriente (CTs) y de los transformadores de tensión (PTs). Cada brick ofrece ocho entradas de AC, esto quiere decir que cuenta con dos juegos de cuatro borneras cada uno.

- Cuatro entradas dobles: le pertenece a las señales de los transformadores de corriente denominadas con el nombre de AC1 hasta la entrada AC4.
- Cuatro entradas dobles: utilizadas para la lectura de los transformadores de tensión nombradas como AC5 hasta la entrada AC8.

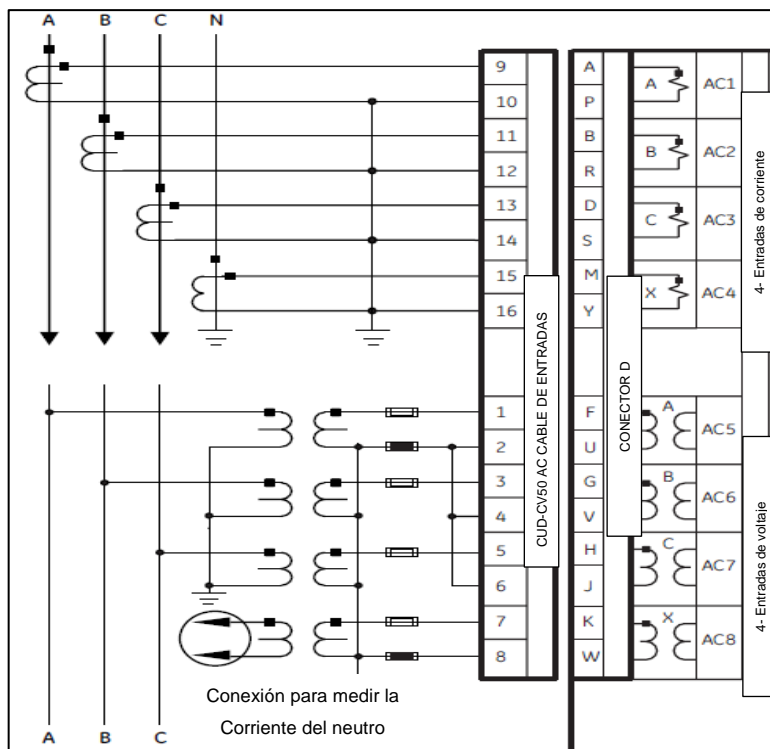
Cada CT cuenta con tres fases conocidas como IA, IB, IC y las fases de los PTs conocidas como Vab, Vbc, Vca, las cuales se conectan en las tres

primeras entradas denominadas: AC1, AC2 y AC3 correspondientes a los CTS, en el caso de las fases para los PTs le corresponden la AC5, AC6 y AC7.

El PT puede estar conectado en una configuración estrella o en conexión delta, normalmente los CTs están conectados en una configuración en estrella. La cuarta entrada AC4 y AC8 de cada bornera es una entrada auxiliar, Ix o Vx, dependiendo de, si la bornera que contiene entradas para de CTs o de PTs, como se visualiza en la figura 27.

Algunas aplicaciones típicas para las entradas auxiliares de corriente alterna son la corriente de tierra, corriente de neutro y tensión de neutro.

Figura 27. **Borneras de CT'S y PT'S**



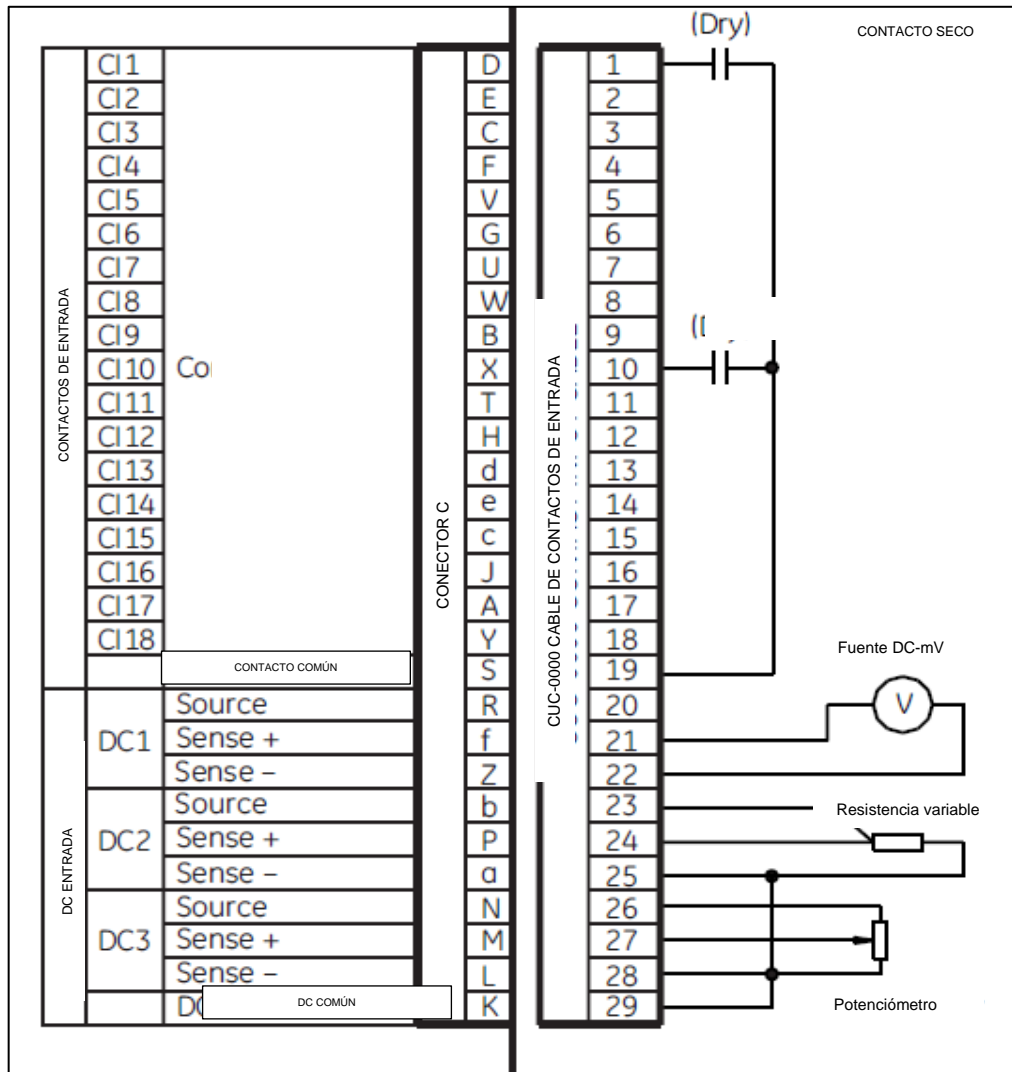
Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 58.

2.2.5.3. Entradas del brick

Diseñados para interactuar con un conjunto de contactos secos aislados debidamente identificados, en los cuales se conectan las señales de los estados del interruptor, seccionador, y las alarmas de los equipos a colocar en patio. Las entradas de los contactos del brick pueden ser accionadas por los relés de estado sólido, por medio del conjunto de borneras de contactos denominados como SSR (contactos con la capacidad de soportar grandes corrientes).

Las entradas de los contactos se nombran como CI1 hasta el CI18 en donde cada bornera del brick, está ligado a un retorno común, como se puede observar en la figura 28. Este equipo no cuenta con un aterrizamiento interno en el área en donde se encuentran sus contactos secos, es por ello que no tolera una sola falla a tierra externa a este dispositivo. Si existiese una fuente adicional a la polaridad proporcionada por el contacto del retorno común, esta puede causar daños en el brick.

Figura 28. Contactos de entrada



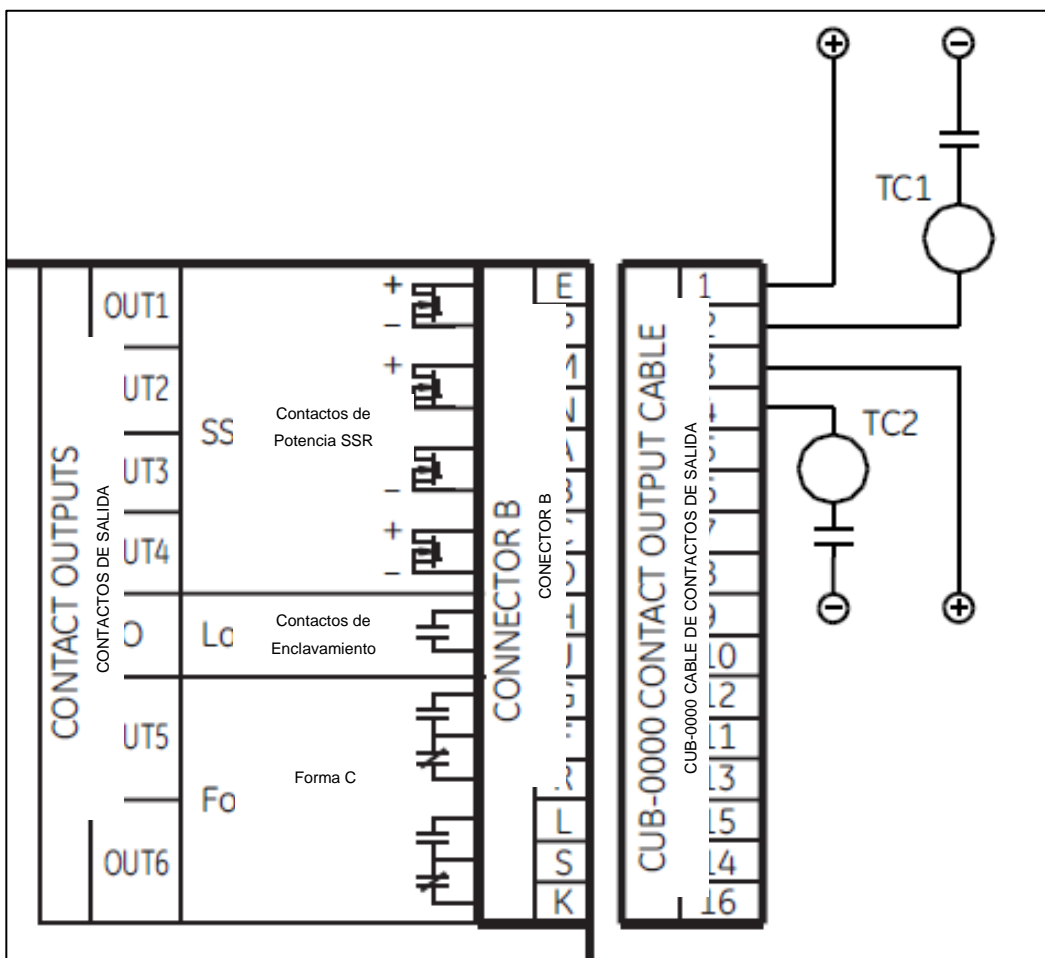
Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 58.

2.2.5.4. Salidas de contacto brick SSR

Cada brick contiene cuatro salidas de relé, los cuales son contacto de estado sólido designados como OUT1 hasta el OUT4. Como se puede ver en la figura 29. Donde cada salida de los contactos está diseñada para conectarse

directamente a un circuito de disparo, apertura o cierre del interruptor, así como poder controlar la apertura o cierre del seccionador, que se desea operar de forma remota, con tiempos de respuesta muy cortos y con la particularidad de poder soportar grandes cantidades de corriente en DC.

Figura 29. **Contactos SSR**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 58.

2.3. Limitantes del brick-4-HI-CV50

Tiene la capacidad de conectar en sus borneras un único transformador de corriente (CTS), y un transformador de tensión (PTS). Cada aparato cuenta con cuatro contactos secos denominados SSR. Los cuales están diseñados para poder soportar una mayor capacidad de corriente, estos puntos de conexión se utilizan para el cierre o apertura del seccionador e interruptor, siendo su principal función, el control de los disparos que posee el interruptor de potencia.

Estos contactos tienen la particularidad de tener un tiempo menor de repuesta, al momento de una falla, logrando de esta manera aislar la falla del sistema, en la menor brevedad posible.

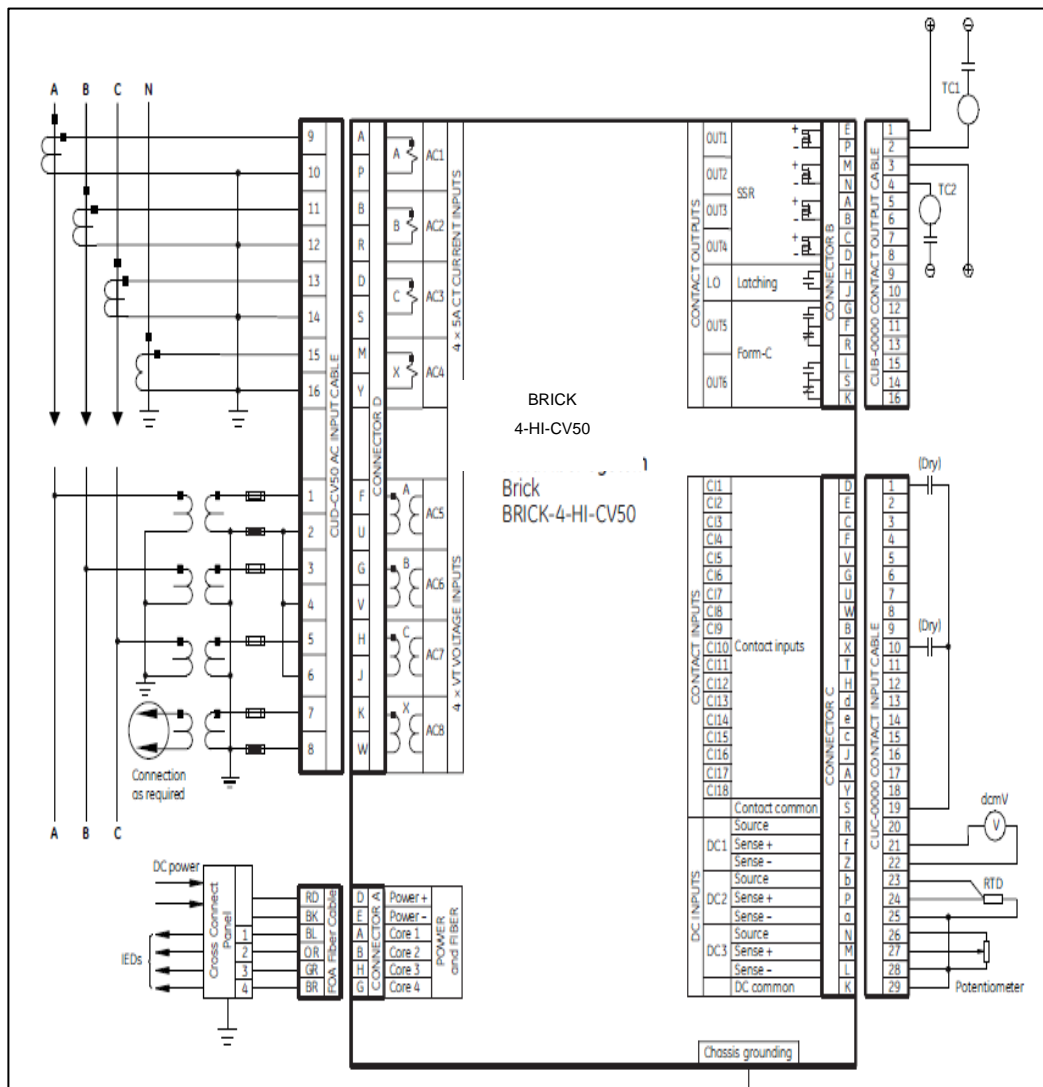
El brick no acepta ninguna otra fuente de poder en la entrada de sus contactos denominados como CI. El contacto común es el único que puede proporcionar una polaridad para el reporte de las señales. El equipo de patio cuenta con un conjunto de contactos secos en los cuales debe ir conectada la polaridad del brick, con la finalidad de reportar los estados y alarmas.

Cuenta únicamente con cuatro contactos secos, con capacidad para soportar grandes cantidades de corriente en DC. Los cuales son usados para el disparo, la apertura y el cierre del interruptor de potencia, de igual forma se usa para el cierre y apertura remota del seccionador de potencia. La capacidad de respuesta de estos contactos es la ideal en el caso de una falla.

Este dispositivo posee la capacidad de supervisar 18 señales a través de contactos secos normalmente abiertos, como se puede visualizar en la figura 30. Esto viene a limitar la cantidad de señales que se desean supervisar por

cada brick. Se debe conocer a detalle los equipos que se desean monitorear, teniendo en cuenta el número de señales que se quiere supervisar en cada uno de los diferentes equipos de patio.

Figura 30. Brick



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System, Versión 7.2, agosto del 2013.* p.58.

2.4. Conectores para el brick-4-HI-CV50

Elementos que se utilizan para la interconexión que se produce entre las borneras y los conectores colocados en la parte de abajo del equipo. Existen cuatro tipos diferentes de conectores, los cuales cumplen una función distinta cada uno de ellos.

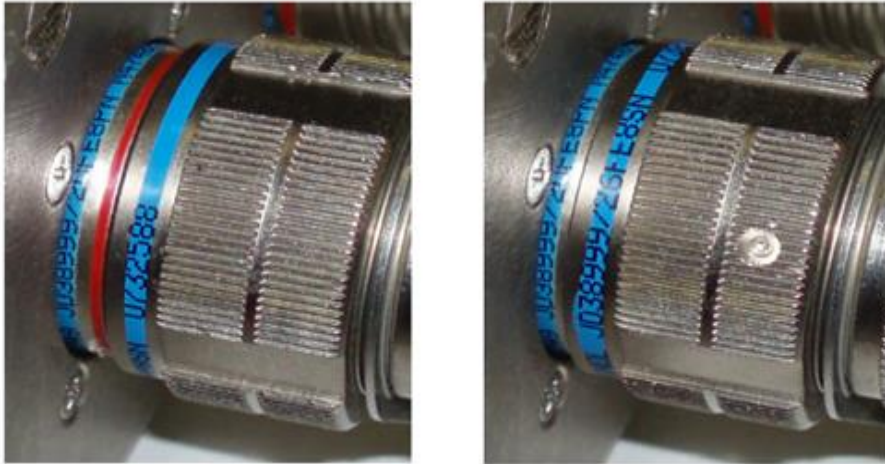
2.4.1. La terminación del cable en el extremo brick

Los conectores son una gran ventaja debido a que están conformados por un adaptador tipo hembra de forma cilíndrica, para facilitar su instalación, evitando que las conexiones sean colocadas de forma incorrecta, para el caso de los conductores de fibra y de cobre, adicionalmente el conector posee unas marcas para evitar los errores en su acople.

Los conectores para las entradas de AC tienen la forma adecuada para que solo se acoplen con su conector correspondiente, como se puede observar en las figuras 31, 32 y 33. Cada circuito de corriente no podrá ser instalado en otra parte.

El conector tipo anillo cuenta con una cinta de color rojo, la cual debe quedar oculta, esto indica que el conector está correctamente apretado, como lo indica la figura 31. No se requiere de una llave o algún equipo adicional, se utiliza únicamente la mano, debido al mecanismo de anillo el conector no puede aflojarse si existiese vibración y cambios de temperatura.

Figura 31. **Conector tipo hembra**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 40.

Figura 32. **Ensamblado del conector**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 41.

Figura 33. **Cinta de seguridad**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 42.

2.5. **Cross panel**

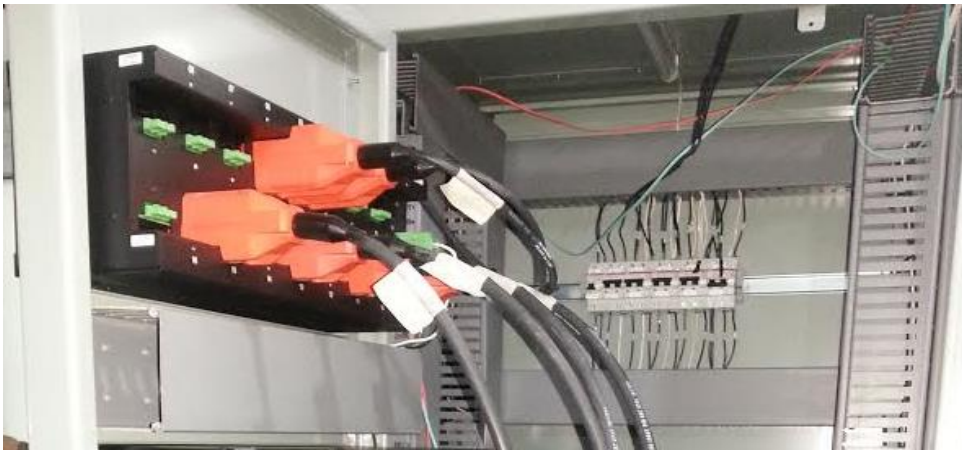
Es el centro de mando debido a que en este dispositivo se reúnen todos los cables de fibra que llevan las señales y la distribución de 125 Vdc, que va a los bricks.

2.5.1. **Conexión cross panel**

Este equipo es el encargado de reunir los cables de fibra óptica, que viene de los brick instalados en los gabinetes concentradores. Este panel distribuye las señales que reportan los diferentes equipos de patio, internamente en la parte frontal se conectan puentes de fibra óptica LC, logrando una interconexión con los relevadores de control y protección, como se observa en la figura 34.

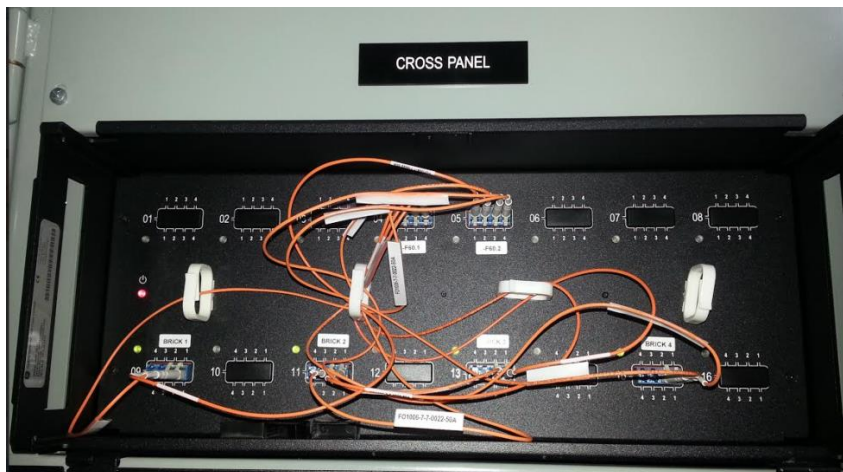
Este dispositivo es el encargado de la distribución de 125VDC, para los bricks instalados. El panel cuenta con espacio para 16 conectores de fibra y cobre, como se puede ver en la figura 35.

Figura 34. **Cross panel vista trasera**



Fuente: Taller de Ensamblaje de Gabinetes, S. A.

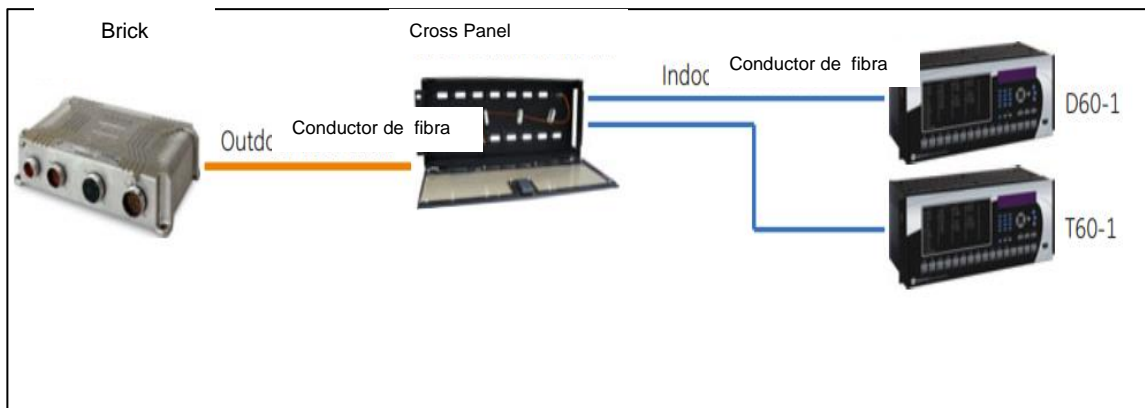
Figura 35. **Cross panel vista frontal**



Fuente: Taller de Ensamblaje de Gabinetes, S. A.

Este dispositivo está conectado eléctricamente, de la forma como se visualiza en la figura 36. El proceso se describe para cada uno de los bricks utilizados en los gabinetes del equipo de patio. Este bosquejo indica que el último equipo en recibir las señales transmitidas, por medio de fibra, es el relevador. Todo este sistema HardFiber tiene como finalidad la reducción de los conductores de cobre, sustituyéndolos por cables de fibra óptica.

Figura 36. **Conexión final de los equipos**

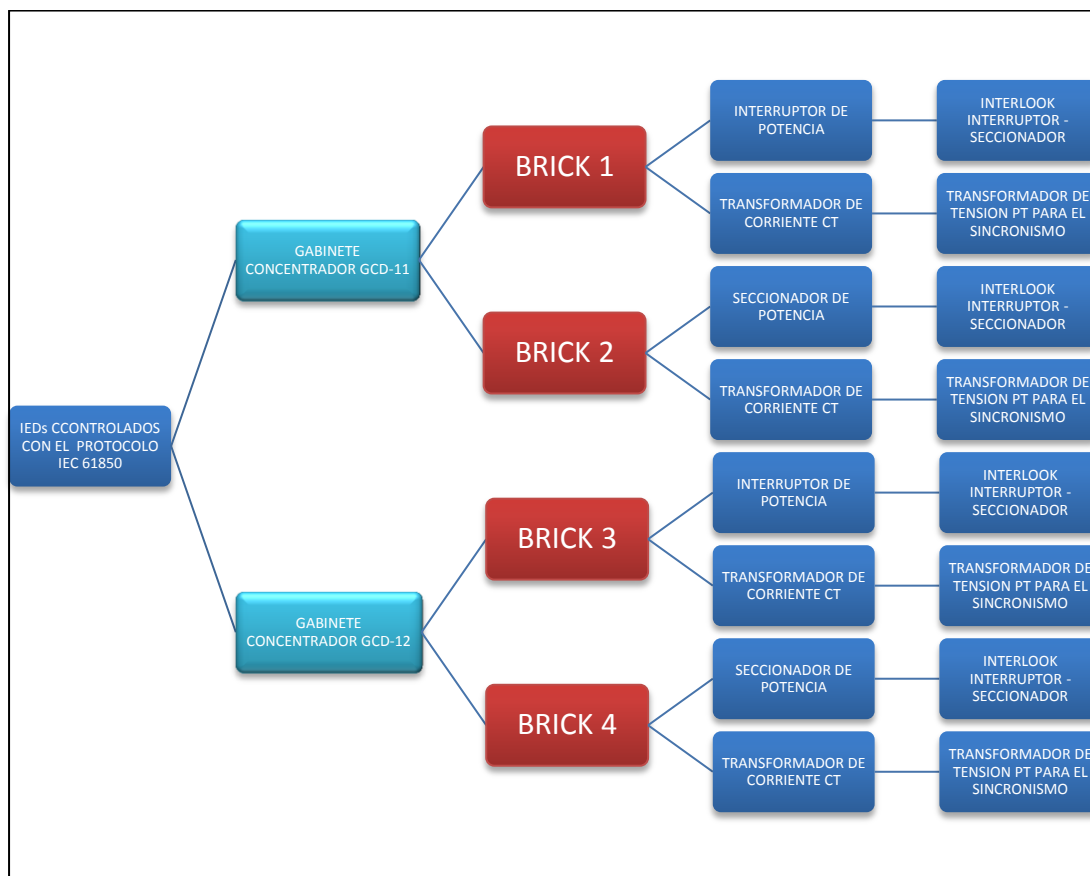


Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System*. p. 60.

2.6. Esquema del seguimiento de los procesos de la automatización de una subestación eléctrica con un brick bajo el protocolo IEC 61850

El proceso de la automatización está conformado por varios niveles, encargados del seguimiento del sistema de control y protección de la subestación, en el momento que se requiera de la verificación del estado de un equipo o el accionamiento de un disparo en el caso de una falla.

Figura 37. Esquema de procesos



Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Project.

3. PROTOCOLO IEC 61850

La tecnología funciona de una forma global y requiere de un sistema flexible, lo que origina la necesidad de un estándar para asegurar las características esenciales, entre los dispositivos de diversos fabricantes están los siguientes:

- Asignación libre de funciones.
- Capacidad de adaptación con el desarrollo de las tecnologías de comunicación.
- Interoperabilidad.

3.1. Introducción al protocolo

Los sistemas de automatización de una subestación son los elementos que le permite al operador tener toda la información en un solo sitio, con el fin de ejecutar sus acciones de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno, con el fin de evitar errores en la operación e incluso agilizar la recuperación del sistema ante eventos imprevistos.

El protocolo IEC 61850 ofrece soluciones para los diferentes requerimientos de los sistemas a implementar en una subestación, es por ello que es considerado como el sistema estándar de la automatización.

Fue diseñado como el único sistema que ofrece una completa solución a la comunicación de las subestaciones, siendo sus principales características las siguientes:

- Interoperabilidad entre los diferentes equipos a utilizar en una red
- Integración de equipos patentados por diversos fabricantes
- Reduce la necesidad de implementar convertidores de protocolos
- Minimizar los tiempos de ingeniería

La intercambiabilidad no debe causar impactos en el comportamiento del sistema, pero sí requiere de dispositivos que posean las mismas funciones y características.

El uso del protocolo IEC 61850 no proporciona el intercambio de capacidad entre equipos de diversos fabricantes, sino que, el intercambio de información en el uso de las decisiones de operación del sistema.

La ingeniería y el mantenimiento de un sistema interoperable requiere de un método que sea capaz de manejar dispositivos de distintos fabricantes, con sus propiedades correspondientes con la IEC61850.

La implementación de este sistema debe ser cuidadosa, debido a que se tienen que seguir conservando las maniobras clásicas de una subestación, que no cuenta con este protocolo con la finalidad de ejecutar las protecciones, en tiempos reales, con una respuesta más rápida, en el momento que ocurra una falla dentro del sistema, en las cuales se puede mencionar:

- Mensajes de prioridad
- Sistema redundante

- Confiabilidad en el sistema

La Norma IEC 61850 no es solamente un protocolo más de comunicación, ya que fue creada como un diseño estándar para el sistema de redes eléctricas, aunque la verdadera finalidad de la norma es:

- Centralizar
- Supervisar
- Controlar redes de equipos a distancia

Las principales diferencia del protocolo IEC 61850 con otras tecnologías son:

- La estructura está orientada y diseñada para la estandarización de la ingeniería eléctrica.
- Optimización de los procesos de diseño.
- Garantizar la interoperabilidad entre los equipos de una red.

La estabilidad a largo plazo es otro de los grandes problemas existentes en el sistema eléctrico. Este estándar tiene la capacidad de adaptarse al avance en las tecnologías de comunicación, y a los requisitos de desarrollo del sistema.

Las innovaciones relacionadas con la automatización de subestaciones se deben salvaguardar de tener un sistema obsoleto, debido al rápido desarrollo que se experimenta en las tecnologías. El tiempo de vida de las subestaciones debe ser aproximadamente hasta unos 60 años. Debido a ello los sistemas de automatización de subestaciones tendrán un tiempo de vida esperado de

manutención de aproximadamente 20 años, lo que hace necesario buscar un concepto de comunicación con capacidad de estabilidad a largo plazo.

El protocolo IEC 61850 facilita la interconexión de dispositivos nuevos con los antiguos, en cualquier momento que se requieran para la mejora del sistema, sin la necesidad de realizar una nueva ingeniería del sistema completo.

3.1.1. Características del estándar IEC 61850

A continuación se describen algunas características del estándar IEC 61850.

3.1.1.1. Interoperabilidad

Fue creada de forma que fuese perdurable entre los dispositivos de distintos fabricantes de dispositivos lógicos inteligentes (IED), lo que da como resultado una estabilidad a largo plazo.

3.1.1.2. Libre configuración

El protocolo IEC 61850 soporta dispositivos de diferentes fabricantes, los cuales se acoplan al desarrollo de la tecnología de la comunicación, que permite salvaguardar la información a largo plazo.

3.1.1.3. Estabilidad a largo plazo

El estándar funciona sobre una red *local area network* (LAN) de conexión óptica o eléctrica. Es capaz de adaptarse al avance de la tecnología y el

desarrollo de los sistemas, con la finalidad de brindar soluciones a los distintos fabricantes de dispositivos lógicos inteligentes (IED).

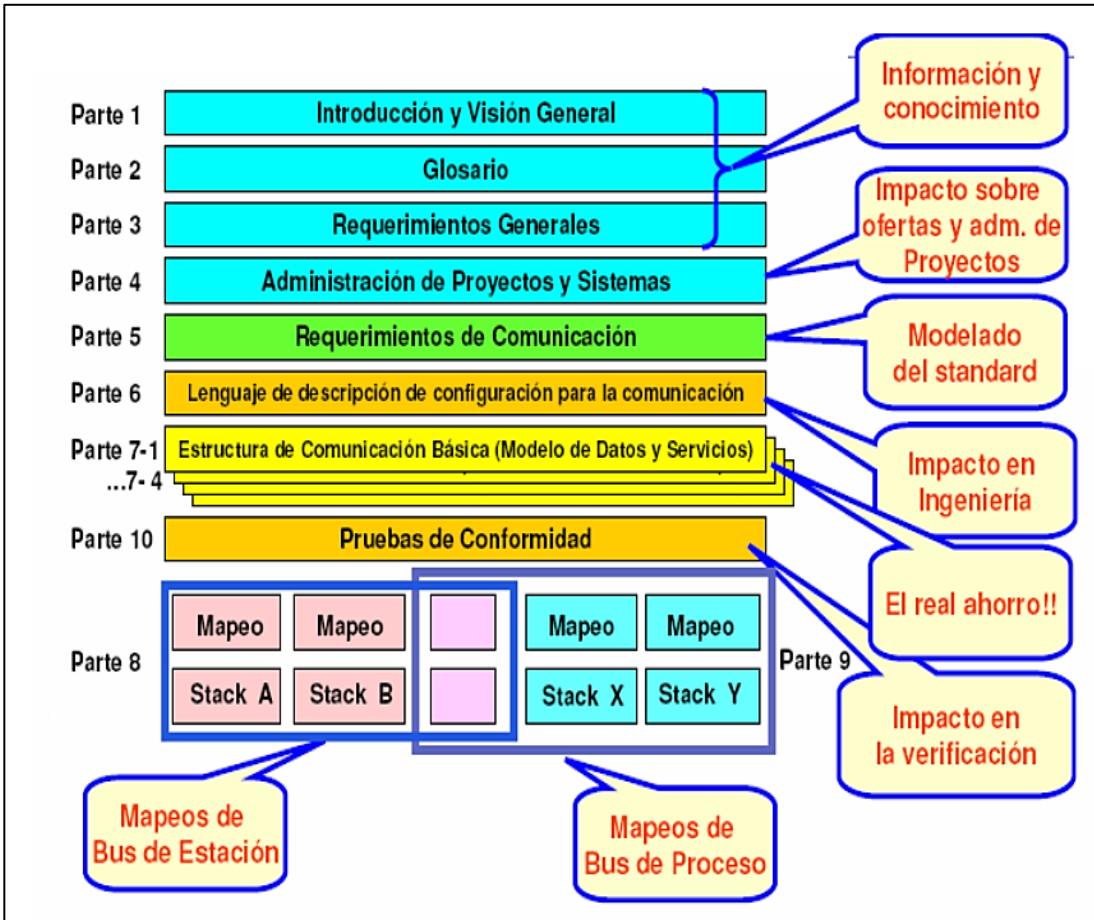
3.2. Objetivos del estándar

- Desarrollar un estándar de comunicación que sea capaz de resolver las exigencias del correcto funcionamiento, apoyando futuros acontecimientos tecnológicos.
- El estándar de la comunicación debe soportar las funciones de operación de la subestación.
- Las funciones de aplicación serán identificadas y descritas para definir sus requisitos de comunicación.

3.3. Estructura de la Norma IEC 61850

Conocida como *communications networks and systems in substations* (redes de comunicación y sistemas en las subestaciones). Está formada por un conjunto de documentos que se estructuran en diez partes, como se puede observar en la figura 38.

Figura 38. Estructura de la Norma IEC 61850



Fuente: QUINTANA PANDO, María Elena. *Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850*. 2012. p. 14.

3.3.1. Introducción y resumen

Se trata de un informe técnico, el cual es aplicable a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). En él se define la comunicación entre los equipos IED en la subestación, y los requisitos del sistema. Esta parte se enfoca en la introducción y descripción del estándar IEC 61850.

3.3.2. Terminología

En ella se describen los términos y abreviaciones utilizados en el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones.

3.3.3. Requisitos generales

Recopila los requerimientos generales de la red de comunicación, centrándose en las exigencias de calidad, condiciones ambientales y servicios auxiliares, así como de recomendaciones específicas de otras normas.

3.3.4. Gestión de sistemas y proyectos

Determina la comunicación entre las unidades IED de las subestaciones y los requisitos relacionados con el sistema.

3.3.5. Requisitos de las comunicaciones

Define los requisitos de comunicación para los modelos de las funciones y equipos de las subestaciones. Dependiendo de las filosofías de los fabricantes y clientes, así como de los cambios en las tecnologías, la asignación de funciones con los equipos y los niveles de control.

La descripción de las funciones no se realiza con fines de estandarizar las mismas, sino para identificar los requisitos de comunicación entre los servicios técnicos y la subestación, con los requisitos de comunicación entre las unidades IEDs dentro de las subestaciones.

3.3.6. Lenguaje de configuración de subestación (SCL)

Descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación (Aparamenta). A nivel de aplicación se describe la topología de los equipos a implementar en la estructura de la subestación, con las funciones de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS), a las configuradas en los IED.

En el estándar no se especifica las puestas en marcha de los productos que usan este lenguaje y tampoco obliga a la implantación de las interfaces dentro del sistema informático.

3.3.7. Parte 7 de la estructura de la Norma IEC 61850

Introduce a los métodos de modelamiento, principios de comunicación y modelos de información que son utilizados.

- Modelos y principios

El principal objetivo es proporcionar la ayuda necesaria para el entendimiento de los conceptos de modelado básicos y métodos de descripción entre los cuales se destacan:

- Modelos de información específicos en los sistemas de automatización de subestaciones.
- Funciones de los dispositivos usadas, para los objetivos de automatización de subestaciones.
- Sistemas de comunicación que permiten proporcionar interoperabilidad dentro de las subestaciones.

Los conceptos y modelos proporcionados en esta parte de la estructura, también se pueden aplicar para describir modelos de información y funciones tales como:

- Intercambio de información desde una subestación a otra subestación.
- Intercambio de información desde una subestación al centro de control.
- Intercambio de información para la automatización distribuida.
- Intercambio de información que contiene las medidas fiscales (AMM) Administrador de Mercado Mayorista.
- Intercambio de información entre los sistemas de ingeniería para configuración de dispositivos.

- Servicios de comunicación abstractos (ASCI)

Forman parte de un conjunto de especificaciones que detalla una arquitectura de comunicación de las subestaciones. Los principales conceptos que aparecen en la Norma IEC 61850 son los que se describen a continuación:

- Descripción del interfaz ACSI (Abstract Communication Service Interface).
- Especificación de los servicios de comunicación abstractos.
- Modelo de la estructura de base de datos del equipo.

- Clases de datos comunes

Especifica los tipos de atributos y clases de datos comunes relacionadas con las aplicaciones dentro de las subestación. En particular, se especifica los siguientes aspectos:

- Clases de datos comunes con la información de estado.
- Clases de datos comunes para la información de medidas.
- Clases de datos comunes en la información de estado controlable.
- Clases de datos comunes a los ajustes de estados.
- Clases de datos comunes con ajustes analógicos.
- Tipos de atributo utilizados en estas clases de datos comunes.
- Clases compatibles de nodos lógicos y datos.

Especifica el modelado de equipos y funciones, relacionados con las aplicaciones existentes dentro de las subestaciones.

En particular, especifica los nombres de los nodos lógicos y los nombres de los datos, de conformidad con la comunicación entre IED. Los nombres de los nodos lógicos y de los datos son parte del modelo introducido en el apartado IEC 61850-7-1 (A) y definidos en el IEC 61850-7-2 (B).

3.3.8. Aplicación para el bus de estación

Conjunto de especificaciones que detallan la arquitectura de las comunicaciones en el entorno de las subestaciones. El mapeado que propone esta Norma, permite el intercambio de información sobre redes de área local. Por lo tanto, las comunicaciones no quedan restringidas a redes LAN.

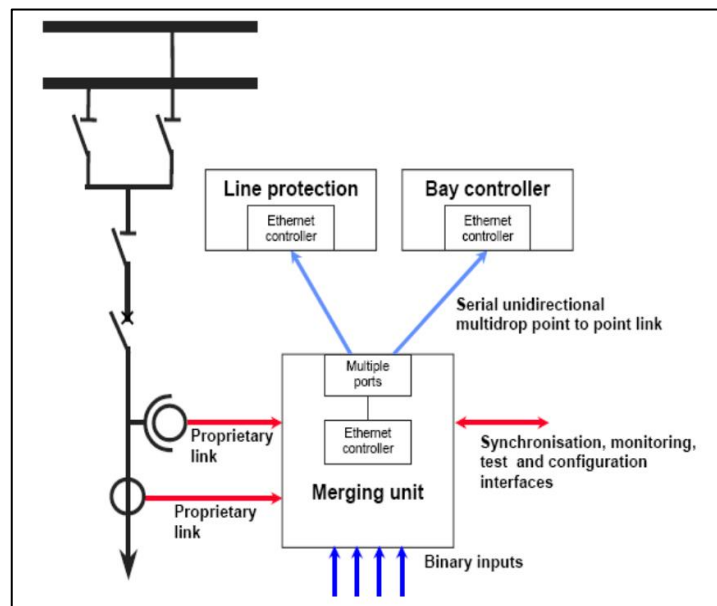
Especifica un método para intercambiar datos de tiempo crítico y de no crítico, a través de redes de área local, mapeando la comunicación de la interfaz de servicio (ACSI) con los mensajes específicos previamente determinados en el proceso (MMS).

3.3.9. Aplicación para el bus de proceso

Se establece el mapeado de servicios para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo tiempo que especifica el mapeado en un puerto serie unidireccional punto a punto de acuerdo con la Norma IEC 60044-8. Concretamente esta parte de la Norma define el mapeado para la transmisión de valores muestreados, de acuerdo con la definición dada en IEC 61850-7-2 (B).

Todo esto se aplica a las comunicaciones entre las unidades de medida de los transformadores de tensión (PT's) o corriente (CT's), y los equipos de bahía como son los relés de protección. En la figura 39 se observa un esquema de bus de procesos.

Figura 39. Esquema del bus o canal de procesos



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*.

3.3.10. Pruebas de conformidad

Las especificaciones que detallan las arquitecturas de comunicación aplican las siguientes formas:

- Métodos para las pruebas de conformidad con los dispositivos utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones.
- Datos que deben ser medidos dentro de los equipos, de acuerdo con los requisitos definidos en IEC 61850-5.

3.4. Lenguaje de configuración de subestación (SCL)

Es básicamente una especificación del sistema, acerca de las distintas conexiones existentes entre los equipos de la subestación, al mismo tiempo que documenta la asignación de los nodos lógicos con los equipos y unidades que integren el unifilar, para definir su funcionalidad, puntos de acceso y los pasos para el acceso a la red de todos los posibles clientes.

Este lenguaje define un formato capaz de describir la ingeniería de un sistema de automatización de subestaciones, proporcionando una descripción estandarizada.

- Funcionalidad del sistema de automatización
- Estructura lógica de la comunicación del sistema
- Relación entre los equipos y sus funciones con la aparamenta

El objetivo principal del lenguaje es el intercambio de los datos de ingeniería en la subestación entre el criterio de ingeniería de los distintos fabricantes. Este modelo de lenguaje de configuración de subestaciones

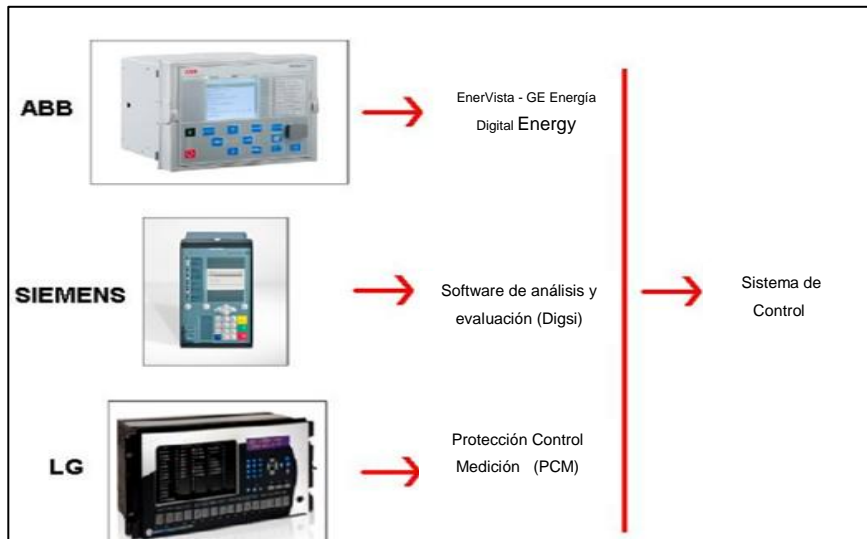
permite obtener un sistema automatizado de las funciones y de las comunicaciones, así como la comprobación del funcionamiento del sistema.

Para poder proporcionar esta interoperabilidad es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

- Una descripción formal del sistema de automatización de la subestación, incluyendo todos los enlaces de comunicación.
- Describir, sin ningún tipo de ambigüedad, las capacidades de los dispositivos IED.
- Descripción de los servicios de comunicación aplicables.
- Descripción formal de la relación entre la instalación de distribución y los datos del sistema de automatización.

Usar un mismo lenguaje es un requisito obligatorio, pero no suficiente para conseguir la interoperabilidad entre todos los componentes de una subestación. El proceso real, como se ha conseguido la interoperabilidad se visualiza en la figura 40.

Figura 40. **Interoperabilidad del sistema**



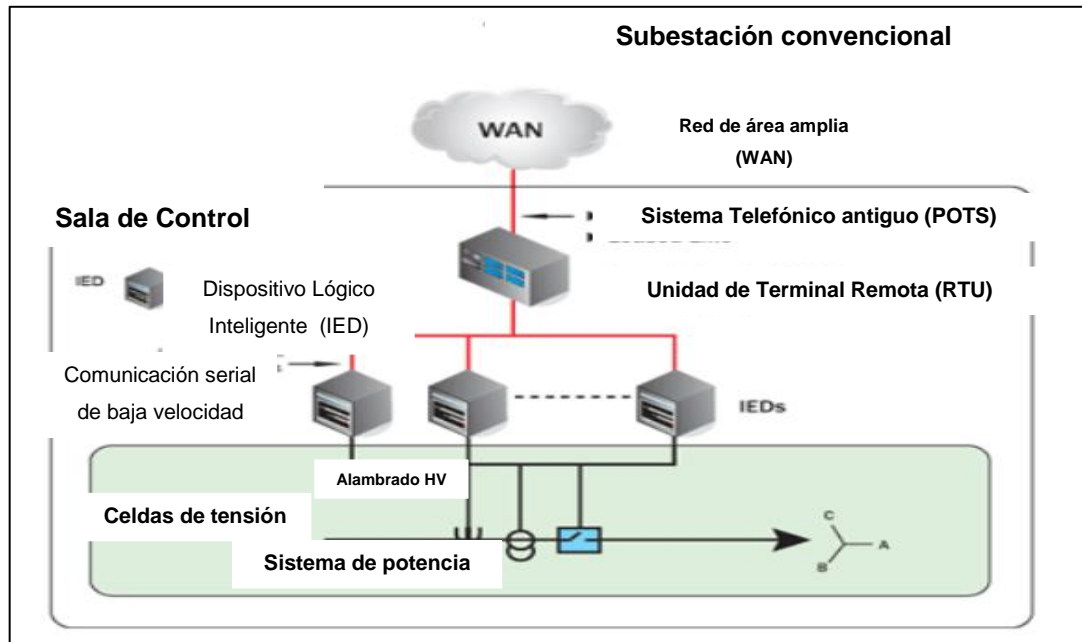
Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 77.

3.5. Mapeo

Las comunicaciones entre las unidades de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) se han realizado normalmente con un sistema de conductores de cobre, en donde los dispositivos son interconectados en serie con el sistema de comunicación, esto significa que cada salida del IED debe ser conectada a las entradas de otro IED. Este sistema en la actualidad es poco práctico y limita el alcance del sistema de control.

Una lógica de control más sofisticada que se desee implementar dentro de la subestación, será poco práctica debido a que se requiere de un gran número de interconexiones entre los IED. En la figura 41 se observa la estructura de una comunicación convencional de una subestación.

Figura 41. Estructura de comunicación convencional



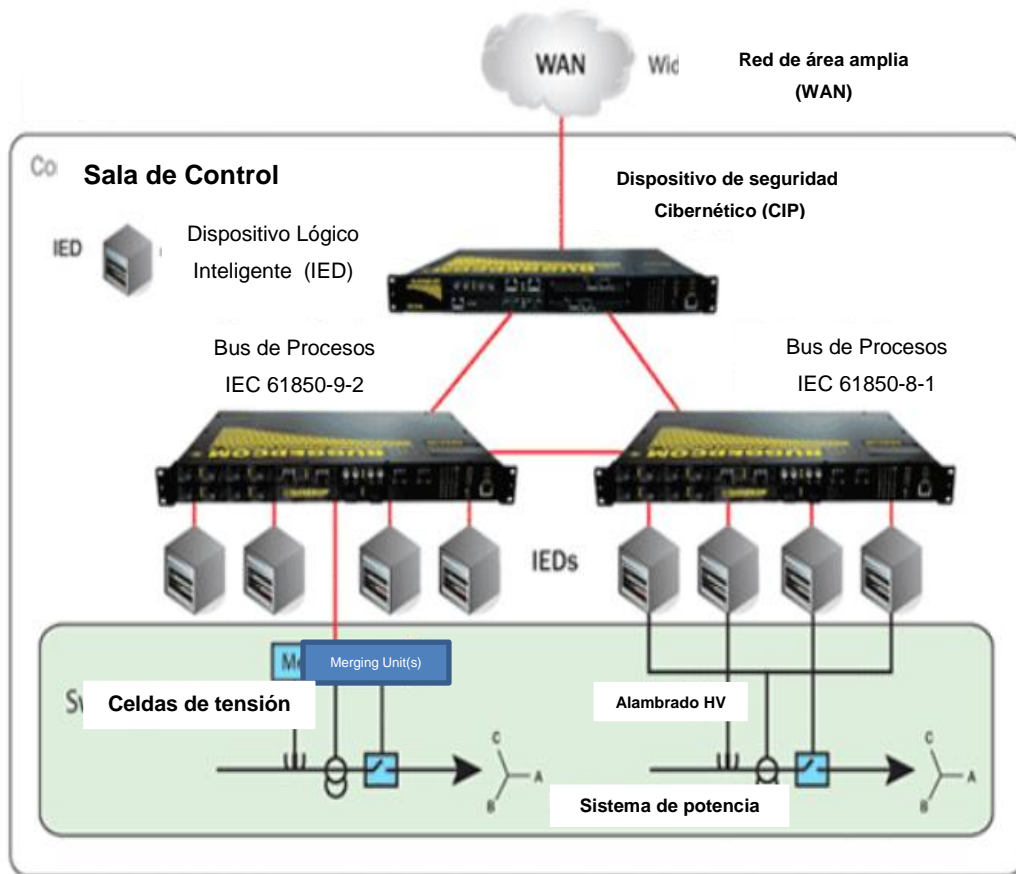
Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 82.

En la figura 42 se observa cómo es una estructura de comunicación LAN en una subestación eléctrica. Las ventajas principales de la red LAN-Ethernet son cuatro, las cuales se describen a continuación:

- Comunicaciones entre dispositivos lógicos inteligentes ubicados en diferentes lugares.
- Minimizar el uso de conductores en la interconexión entre IEDs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC61850) sobre la misma red física.
- Acceso fácil, confiable y seguro.

Figura 43. Estructura de comunicación IEC 61850 de una subestación

Subestación con IEC 61850



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 84.

3.6. Nodos lógicos

Es un conjunto de datos y servicios que se relacionan con una función específica dentro de la subestación. La Norma IEC 61850 define a los nodos lógicos (LNs) como los encargados de las funciones del sistema de control, protección, supervisión y medición.

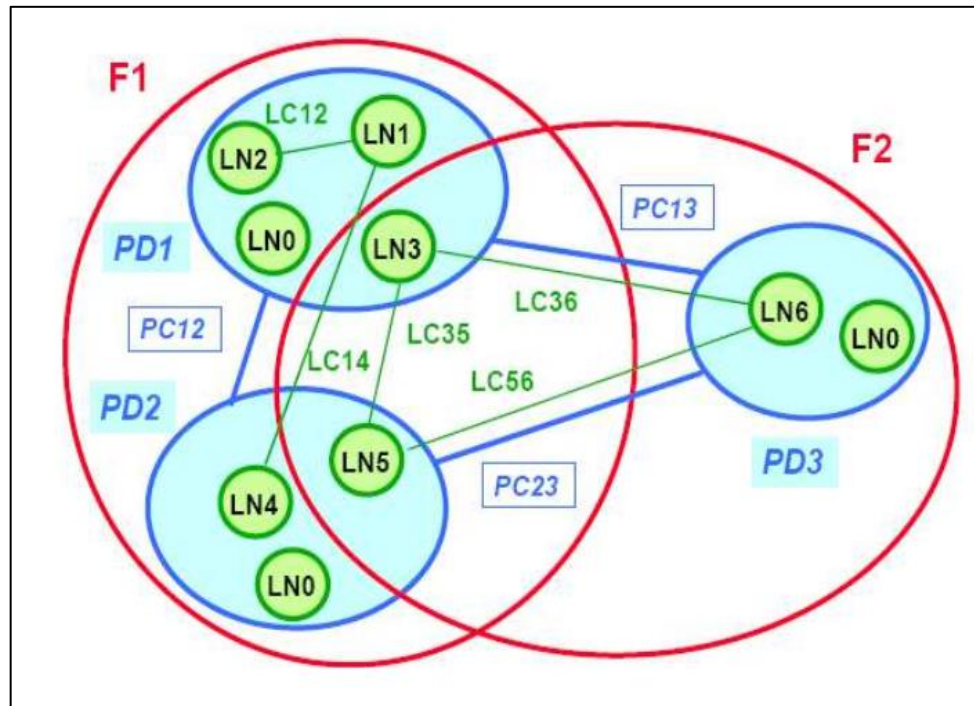
Es la entidad más pequeña de una función que permite el intercambio de información en los IED a instalar dentro de la subestación. Diversos nodos lógicos (LN), conforman un dispositivo lógico, es por ello que solo es posible implementarlos en los dispositivos lógicos inteligentes (IED), los cuales se pueden modelar de manera virtual.

El protocolo IEC 61850 propone la representación de todas las funciones usadas en los dispositivos lógicos inteligentes utilizados en el sistema, por medio de nodos lógicos (LN). De esta forma, toda la información de las subestaciones se estructura de una misma forma.

La estabilidad a largo plazo es muy importante el protocolo IEC 61850, por lo tanto cuenta con la posibilidad de incorporar nuevos nodos lógicos en el futuro, siempre y cuando siga las reglas definidas en el estándar IEC 61850, para alcanzar los requisitos principales de asignación y distribución libre de funciones, ya que todas las funciones deben de descomponerse en nodos lógicos, para poder intercambiar datos entre los distintos nodos.

En la figura 44 se visualizan los enlaces entre los nodos lógicos. Los equipos se conectan a través de conexiones entre los distintos IED, de forma que un nodo lógico es parte de un dispositivo lógico inteligente (IED), y una conexión lógica es parte de una conexión física con los IED.

Figura 44. **Nodos lógicos**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 59.

Los nodos lógicos que se utilizan para modelar un sistema de generación distribuida, por medio de un sistema de comunicación rigurosa son:

- Unidad de control: busca dar información sobre las características del controlador, su estado y las acciones de control que pueden ser tomadas.
- Parámetros internos: indican el estado del sistema de generación distribuida, sistema de almacenamiento, batería, excitación, unidad de generación, y mediciones físicas necesarias para su operación.

- Unidades de conexión a la red: indica el modelo para los equipos necesarios para la interconexión a la red, como invertidores, o sincronizadores.
- Unidad de operador de red: este nodo lógico (LN) es necesario para modelar el punto de conexión eléctrica a la red y apunta a clasificar los asuntos relacionados con la operación de la red, como información legal, características técnicas y permisos de control autoritario.

En el estándar IEC 61850 se definen a los nodos lógicos en 6 grupos principales los cuales son:

- Nodos lógicos para las funciones de protección
- Nodos lógicos para el control
- Equipos físicos
- Seguridad del sistema y de los equipos
- Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios
- Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema

3.7. Modelado de datos y servicios

Los nodos lógicos solo pueden interoperar entre ellos, estos son capaces de interpretar, procesar los datos recibidos, y servicios de comunicación utilizados. Por lo tanto es necesario estandarizar la asignación de los datos a los nodos lógicos y la identificación dentro del mismo.

Los datos y servicios de una aplicación se pueden describir en tres niveles distintos, los cuales son:

- Abstract Communication Service Interface (ACSI)

Especifica los modelos y servicios utilizados para acceder a los elementos del dominio del equipo logrando de esta forma controlar los distintos equipos que se instalan en el patio de la subestación.

- Common Data Classes (CDC)

Define la información estructural de los nodos lógico dentro del sistema.

- Nodos lógicos y clases de datos compatibles

Define el grado de compatibilidad con especificaciones de los nodos lógicos y clases de datos.

4. SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA EL CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

4.1. GOOSE (eventos en la subestación orientado a objetos genéricos)

La forma en que se comunicaban anteriormente los equipos primarios hasta los centros de control, era de forma centralizada, esto quiere decir, que en las subestaciones existían grandes gabinetes, en donde se concentraba todo el control de la subestación. Esto implica además de un mayor costo, una mayor cantidad de cables, como se observa en la figura 45.

Figura 45. Esquema convencional de control y protección



Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 62.

Anteriormente, la configuración tenía como consecuencia que el sistema estuviese más propenso a errores humanos por la gran cantidad de información y cableado. Sin una comunicación adecuada se tiene la interrogante en el momento que pase alguna falla en el sistema, ya que se podría colapsar o perder temporalmente el control de la subestación.

Impulsado por estas razones y el deseo de manipular de mejor forma los sistemas de control y la comunicación, a todos los niveles de la red eléctrica previamente integrada, surgieron los sistemas de control distribuido (CDS).

4.1.1. Conceptos básicos

A continuación se encuentran diferentes sistemas que describen los sistemas de comunicación para el control de una subestación eléctrica.

4.1.1.1. Sistemas de control distribuido

Son una estructura de comunicación que sirve para la adquisición de grandes volúmenes de información y concentrarlos en un bus de comunicación. Permitiendo la integración y comunicación con equipos de diferentes fabricantes que realizan funciones específicas, para las cuales es necesaria la información en tiempo real. Haciendo la función de canalizador de todos los datos recogidos en el sistema, y a través de líneas de comunicación de alta velocidad para poder transportarlos a los centros de control.

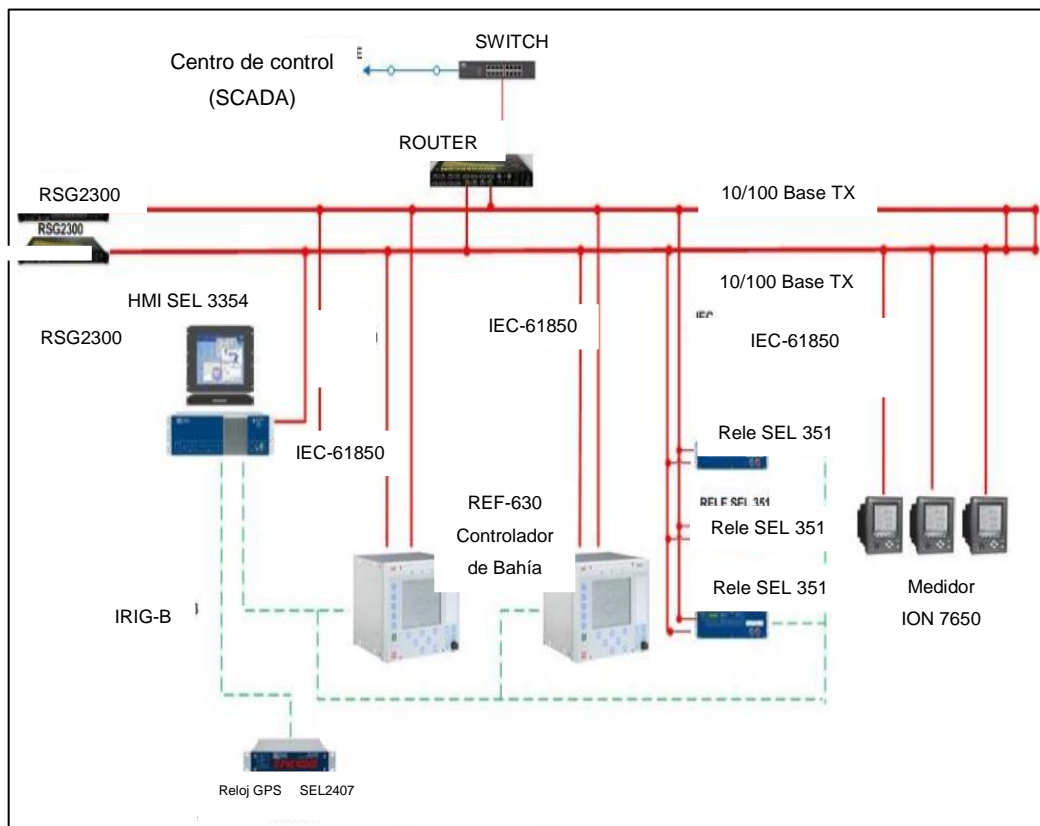
4.1.1.2. Sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)

Sistema basado en computadoras, que permite supervisar y controlar a distancia una subestación eléctrica. A diferencia de los sistemas de control

distribuido en donde el ciclo del proceso es de forma cerrada. El sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), realizando operaciones de control en cualquiera de sus niveles, como se puede ver en la figura 46.

Aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador, debido a que este sistema puede obtener la información de los equipos que monitorean la subestación eléctrica y la presenta al operador de una forma amigable y entendible.

Figura 46. Sistema SCADA

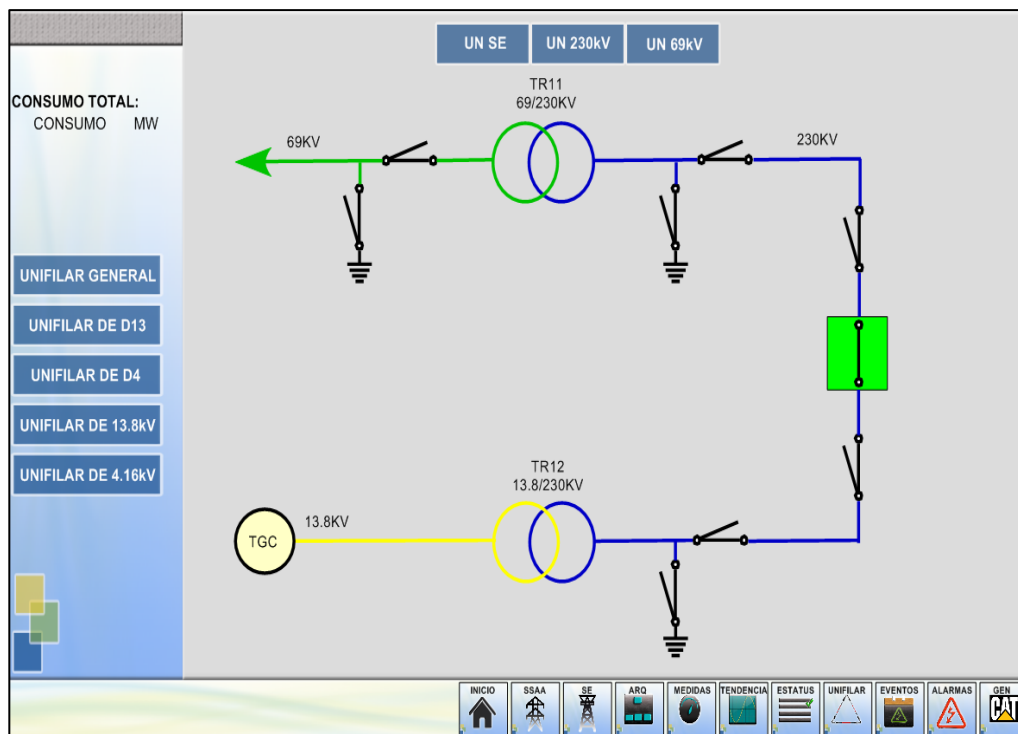


Fuente: QUINTANA PANDO, María Elena. *Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850*. p. 44.

4.1.1.3. Interfaz hombre máquina (HMI)

Tradicionalmente, estos sistemas consistían en paneles compuestos por indicadores y comandos, tales como luces pilotos, indicadores digitales y análogos, registradores, pulsadores, selectores y otros que se interconectaban con la máquina o proceso. En la actualidad, dado que las máquinas y procesos en general están implementadas con controladores y otros dispositivos electrónicos que dejan disponibles puertas de comunicación, es posible contar con sistemas de HMI eficaces, al mismo tiempo que permite obtener una interconexión más práctica y dinámica con el proceso, como se puede visualizar en la figura 47.

Figura 47. Interfaz hombre máquina (HMI)



Fuente: edificio turbo generador, Ingenio Santa Ana, generadora 230 KV.

4.1.1.4. Mensajes en IEC 61850

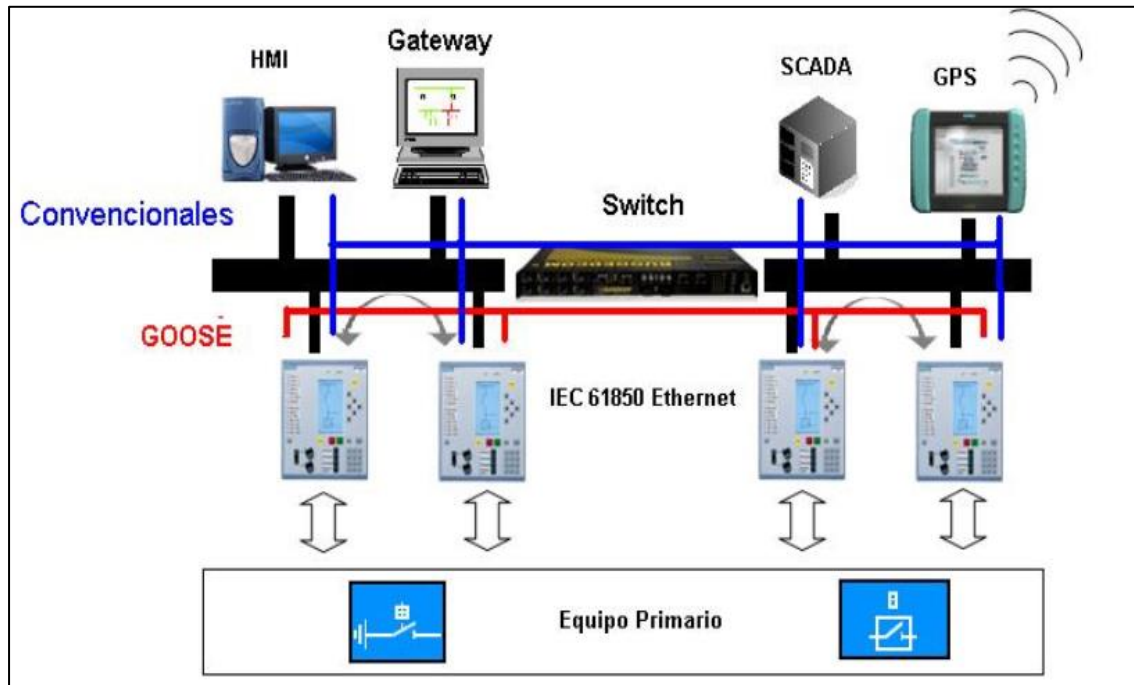
La buena comunicación dentro de la subestación es de suma importancia, dado que es necesario enviar y recibir de información de manera constante. Los eventos, fallas y maniobras para los sistemas de control, protección y medición, requieren de una excelente coordinación para actuar de la mejor manera ante el caso de una falla. El protocolo IEC 61850 la comunicación se da mediante mensajes convencionales y mensajes goose.

Diferencias entre un mensaje goose y un mensaje convencional son las que se describen a continuación:

- Los mensajes convencionales son enviados por los dispositivos lógicos inteligentes (IEDs) hacia el centro de control.
- Los mensajes convencionales no tienen un carácter de urgencia.
- Los mensajes goose cuentan con órdenes de prioridad.
- Los mensajes goose se dan entre varios dispositivos lógicos inteligentes (IEDs) o hacia otros dispositivos que se encuentre conectados a la misma red.

En la figura 48 se muestran ambos tipos de mensajes, los convencionales que son del tipo vertical y los goose que son de tipo horizontal.

Figura 48. Tipos de mensajes IEC 61850



Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 46.

4.1.1.5. Mensajes convencionales

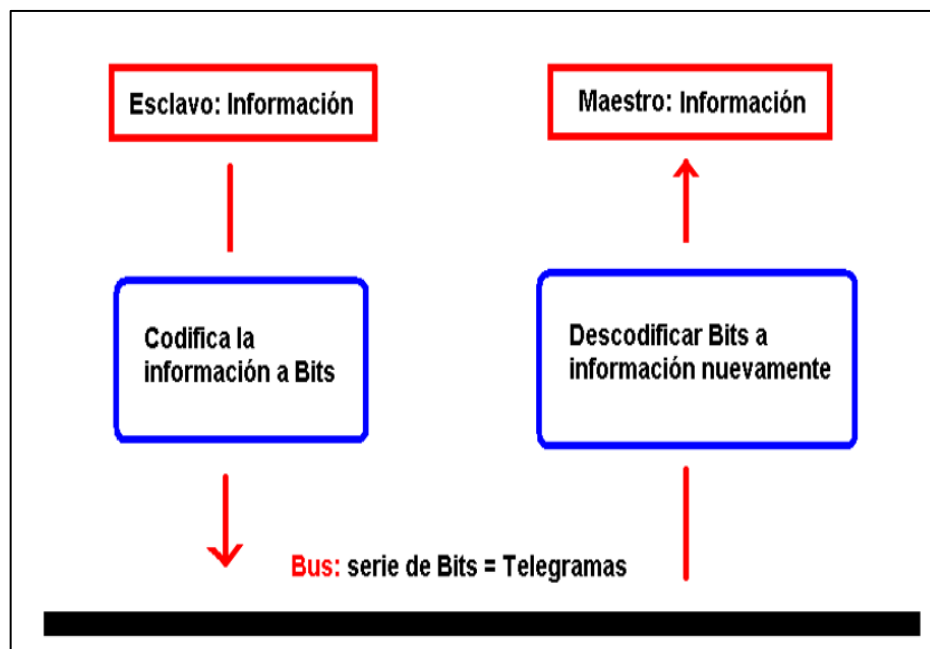
No todas las subestaciones trabajan bajo el protocolo IEC 61850 por completo, existen varias en las que se manejaban diferentes protocolos de comunicación.

Un sistema de comunicación que puede trabajar de la mano con el protocolo IEC 61850 es el DNP3, el cual usa una arquitectura de red de tipo esclavo/maestro, siendo los mensajes entre ellos de forma serial.

Esto quiere decir, que debe existir un dispositivo denominado como maestro el cual debe de supervisar a cada uno de los dispositivos en todo momento, si el dispositivo denominado como esclavo desea reportar información de carácter urgente, este debe de esperar su turno en la fila para poder reportarlo, esta forma de comunicación tiene una gran desventaja en el momento de una falla.

La IEC 61850 adopta la arquitectura de manera serial, para comunicar los dispositivos lógicos inteligentes (IEDs), con los sistemas de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA), y la interfaz hombre máquina (HM), es decir de manera vertical. En la figura 49 se observa cómo es la estructura de un mensaje convencional.

Figura 49. **Mensaje convencional**

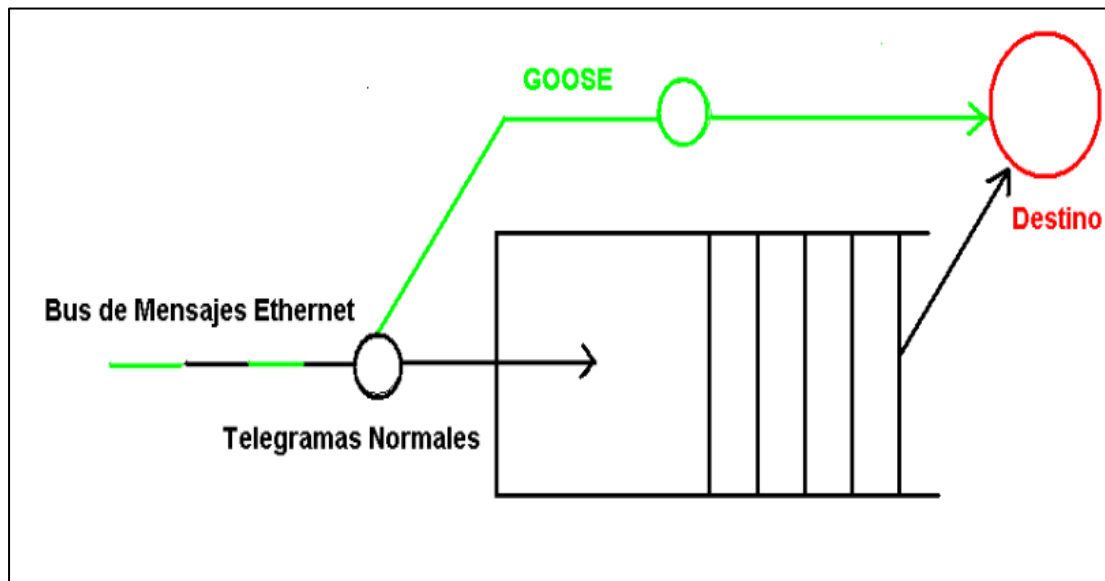


Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 47.

4.1.1.6. Mensajes goose

Son telegramas de señales cortas, dado que no contienen toda la cadena de información como los mensajes convencionales que se envían entre dos equipos comúnmente, esto lo hace de manera instantánea y dado que son mensajes de carácter urgentes no se detienen a formar parte de la fila de mensajes en el bus de comunicación, sino que tienen su propio canal de comunicación. Debido a que tienen un canal de orden prioritario como el que se observa en la figura 50. Esta es una de las grandes ventajas que da el protocolo IEC 61850.

Figura 50. Canal de los mensajes prioritarios



Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 50.

Son usados para transmitir eventos entre diferentes dispositivos electrónicos inteligentes, esta comunicación se da en forma punto a punto. Realmente la comunicación mediante mensajes goose va dirigida entre equipos de protección que envían cualquier cantidad de datos al bus de comunicación y de ahí se las reporta a otros dispositivos conectados al bus de procesos.

4.1.1.7. Modelado de datos en mensajes goose

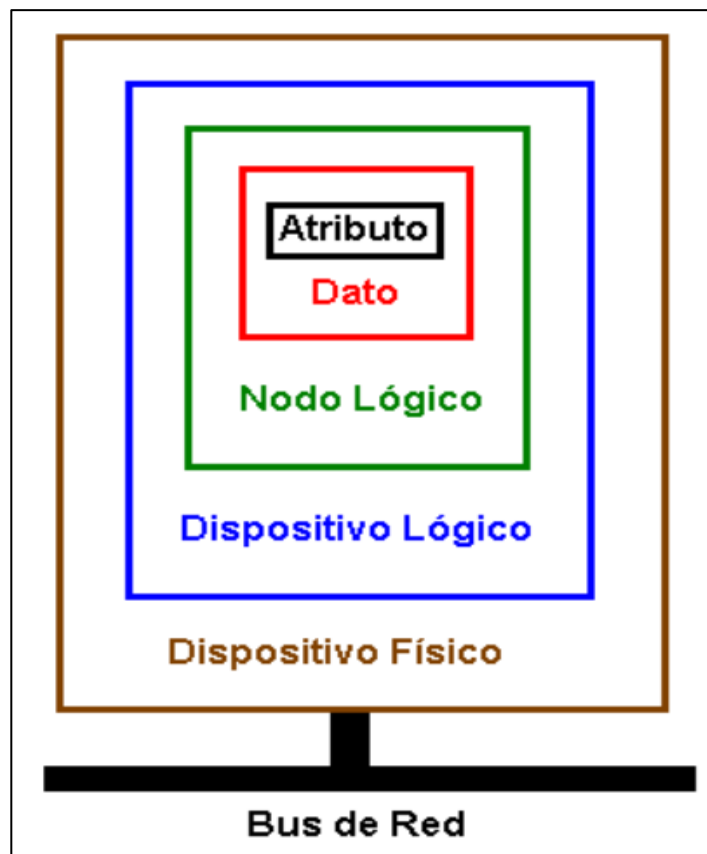
Los dispositivos lógicos inteligentes tienen funcionalidades que se pueden usar para el intercambio de información entre diferentes dispositivos. Estas entidades son llamadas nodos lógicos (LN). La completa funcionalidad de la subestación es modelada en diferentes estándares de nodos lógicos.

Los dispositivos lógicos, nodos lógicos y objetos de datos son variables virtuales. Ellos representan un dato real, el cual es usado para la comunicación. Un IED solo se comunica con un LN, un objeto de datos u otro IED. Un dato real el cual representa a un nodo lógico, está oculto y no hay acceso a él directamente. En este enfoque la comunicación y el modelado de información no dependen de la operación del sistema, lenguajes de programación o sistemas de almacenamiento.

Con base en su funcionalidad, un LN contiene una lista de datos con ciertos atributos y características. Los datos tienen una estructura y una semántica predefinida. La información representada por los datos y sus atributos se intercambia por los servicios de comunicación de acuerdo con normas definidas.

La figura 51 muestra la estructura física de un dispositivo lógico, un nodo lógico, datos y atributos de un dispositivo lógico inteligente (IED).

Figura 51. Estructura de un dispositivo lógico



Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA, Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 73.

4.1.2. Aplicaciones

A continuación se encuentran algunas de las aplicaciones.

4.1.2.1. Comunicación vertical

El control y monitoreo de las subestaciones son unas de las ventajas que el sistema de automatización presenta, de las cuales se destacan:

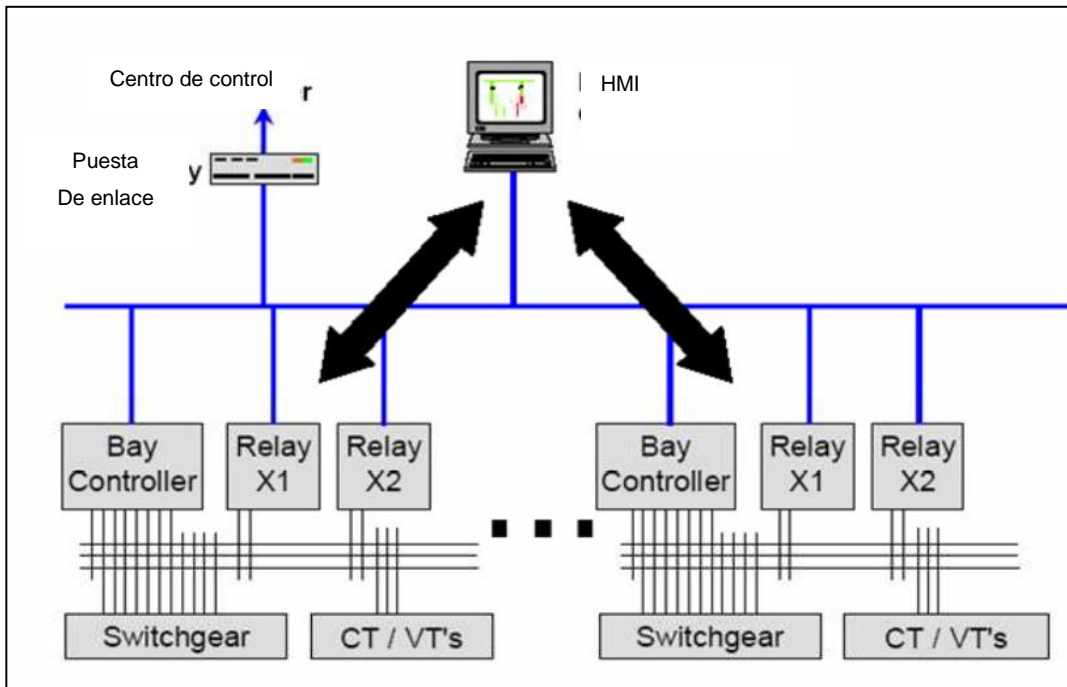
- Operaciones locales de los equipos de alta tensión.
- Adquisición de la información de las medidas de los sistemas de potencia.
- Manejo de los eventos y alarmas.

La comunicación de los mensajes se hace de forma vertical, en los cuales, el bus de procesos recopila toda la información de los dispositivos lógicos inteligentes, los comandos mandados por el operador, dan como resultado, las indicaciones de señales binarias como la posición de los seccionadores e interruptores, medidas de transformadores, sensores, eventos y alarmas, las cuales son mensajes que ya se han entrelazado en el bus de procesos.

La comunicación vertical se basa en los conceptos cliente-servidor y se utiliza los servicios relativos a los informes, órdenes y transferencia de datos, como se puede observar en la figura 52.

Los informes se utilizan, principalmente, para la comunicación entre los equipos instalados en el patio y los dispositivos lógicos inteligentes colocados en la sala de mando, esta información es utilizada primordialmente para el envío de datos de eventos y medidas.

Figura 52. **Comunicación vertical**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 86.

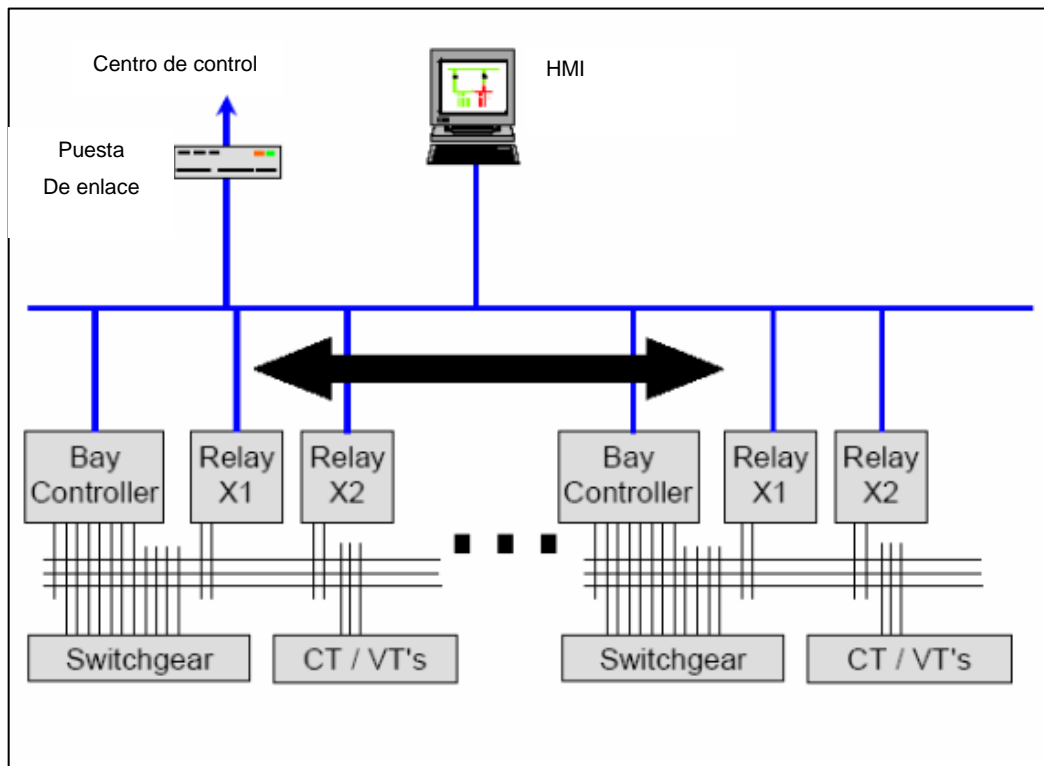
4.1.2.2. **Comunicación horizontal**

Esta comunicación trabaja bajo el protocolo IEC 61850, el cual se encarga de tener una mejor comunicación entre los diferentes equipos a instalar en el patio de la subestación con los distintos dispositivos lógicos inteligentes.

Este tipo de comunicación tiene la particularidad de poseer un canal especial para el reporte de los mensajes que requieran de un tiempo crítico y el intercambio de información en la toma de alguna decisión.

El tiempo crítico de intercambio de información se puede hacer utilizando cableados de cobre hacia los puntos de frontera de las borneras como se puede observar en la figura 53.

Figura 53. **Comunicación horizontal**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 88.

El uso de este sistema es debido a que el dispositivo tiene la capacidad de escoger libremente la solución más apropiada. Dependiendo de los requisitos de funcionalidad, rendimiento y disponibilidad, ya que la comunicación puede ser en serie. Actualmente, no se puede decir que uno u otro método es mejor que el otro. La decisión final se deberá realizar en cada caso dependiendo de los criterios con base en la ingeniería previamente diseñada.

4.1.2.3. Requerimientos para las pruebas de funcionalidad

En cuanto a los requerimientos de la persona encargada de ejecutar las pruebas, es importante conocer que los mensajes goose se deben de monitorear. La persona encargada de las pruebas debe tener en consideración los siguientes pasos.

- Conocer el idioma básico del estándar IEC 61850, como los archivos SCL, ya que estos contienen toda la información de la configuración de la subestación y, más importante aún, qué mensajes goose están disponibles.
- Manejar la herramienta de configuración de los equipos a manipular.
- Los sistemas modernos de prueba deben ser capaces de recibir y enviar mensajes goose, a través de la red LAN de la subestación.

Esto requiere que el sistema de prueba sea capaz de.

- Interrogar la red
- Adquirir el mensaje goose correcto
- Detener inyecciones en menos de 2 milisegundos
- Ser capaz de leer archivos SCL

4.1.2.4. Procedimiento de pruebas de funcionalidad

En este procedimiento se deben realizar pruebas de esquema de recierre en este momento, el sistema de prueba adquiere el mensaje y envía otro goose, simulando cierre del interruptor.

En la realización de las pruebas de funcionalidad se deben realizar los siguientes pasos:

- Conexión del sistema de prueba a la red para determinar qué mensajes goose están disponibles.
- Después que se encuentren todos los mensajes goose de interés, estos deben ser dirigidos internamente a las entradas y salidas binarias del sistema de prueba.
- Se inyectan los valores de prueba y el relé deberá disparar, enviando un mensaje de disparo a la red a través de goose.
- En este momento, el sistema de prueba debe detectar el mensaje y registrará el tiempo de disparo.
- El relé recibe el mensaje e inicia el recierre. Una vez que expira el tiempo de recierre, el relé enviará otro mensaje goose para recerrar el interruptor.

El uso de los mensajes goose es de gran importancia, ya que este sistema es capaz de soportar la implementación de aplicaciones en tiempo real, como lo son las señales de disparos al interruptor de potencia o dispositivos intermediarios a este disparo.

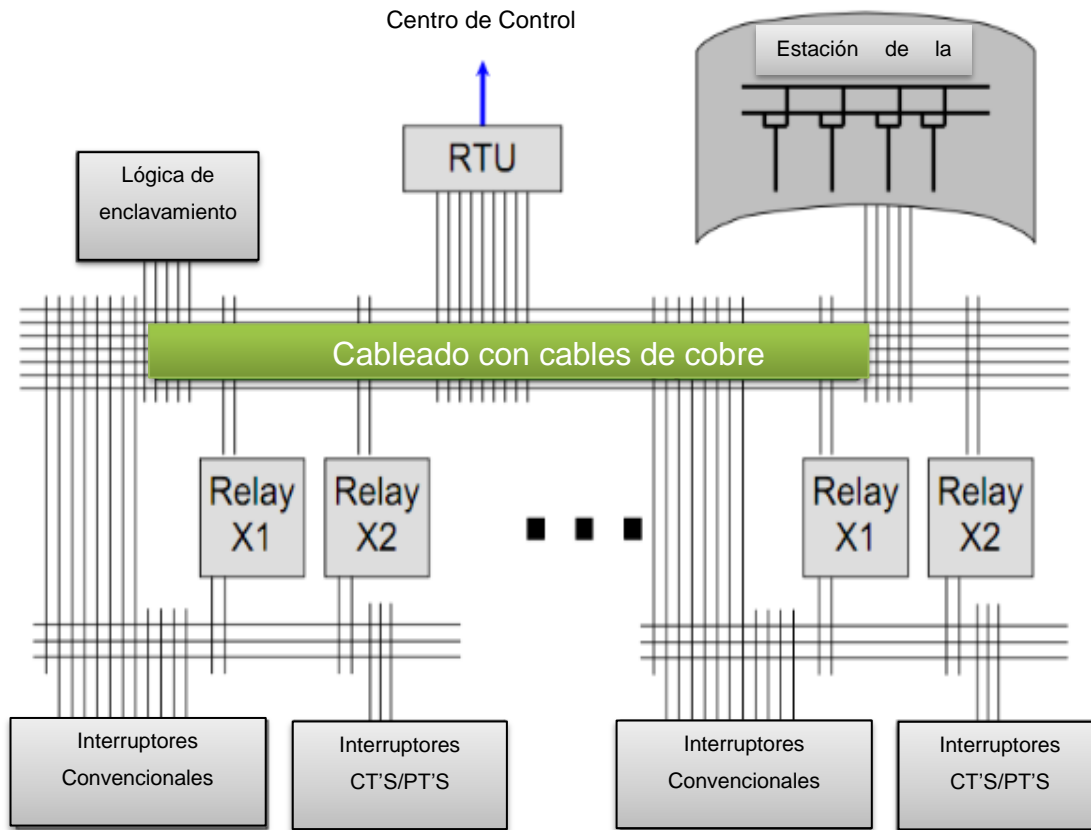
Este sistema reemplaza las conexiones de los conductores, entre los distintos equipos que se desea intercambiar datos binarios de entradas y salidas. Este sistema ofrece distintas ventajas en las que cabe destacar, el ahorro significativo de conductores, el tiempo de instalación se reduce de manera considerable.

5. USO DEL BRICK PARA LA AUTOMATIZACIÓN BAJO EL PROTOCOLO IEC 61850

5.1. Desventajas al no usar brick en una subestación eléctrica

En los sistemas convencionales para el control y la protección de una subestación eléctrica, como el que se puede visualizar en la figura 54, el cual cuenta con el inconveniente de poseer un sistema propenso a errores humanos, debido a que los equipos de patio se interconectan de manera masiva con los gabinetes de protección, control y medición (PCYM), ubicados en la caseta de control, a través de cantidades excesivas de conductores de cobre, los cuales hacen posible centralizar todas las señales análogas y digitales que se deben de reportar con los diferentes dispositivos lógicos inteligentes (IED).

Figura 54. **Sistema convencional de una subestación eléctrica**



Fuente: QUINTANA PANDO, María Elena. *Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850*. p. 12.

El no contar con un sistema controlado por medio de un dispositivo denominado como bricks, viene a repercutir en el costo, en la cantidad de tiempo que conlleva el diseño de la ingeniería, en el montaje e instalación de todos los equipos y dispositivos que conforman la subestación.

Si no existe automatización en el sistema, este puede estar más propenso a errores, por parte de las personas responsables de la conexión física en las borneras internas del gabinete de control, protección y medición (PCYM).

Un sistema que no es manipulado por medio de un dispositivo bricks y controlado bajo el protocolo IEC 6850, tiene como consecuencia el incremento del personal que se requiere para el tendido y conexionado de los dispositivos lógicos inteligentes (IED), para con los diferentes equipos a colocar en patio.

Debido a las grandes cantidades de conductores que se requieren con el sistema convencional, se deberá utilizar trincheras que comuniquen lo equipos en patio con los gabinetes ubicados en la caseta de control, como se puede observar en la figura 55.

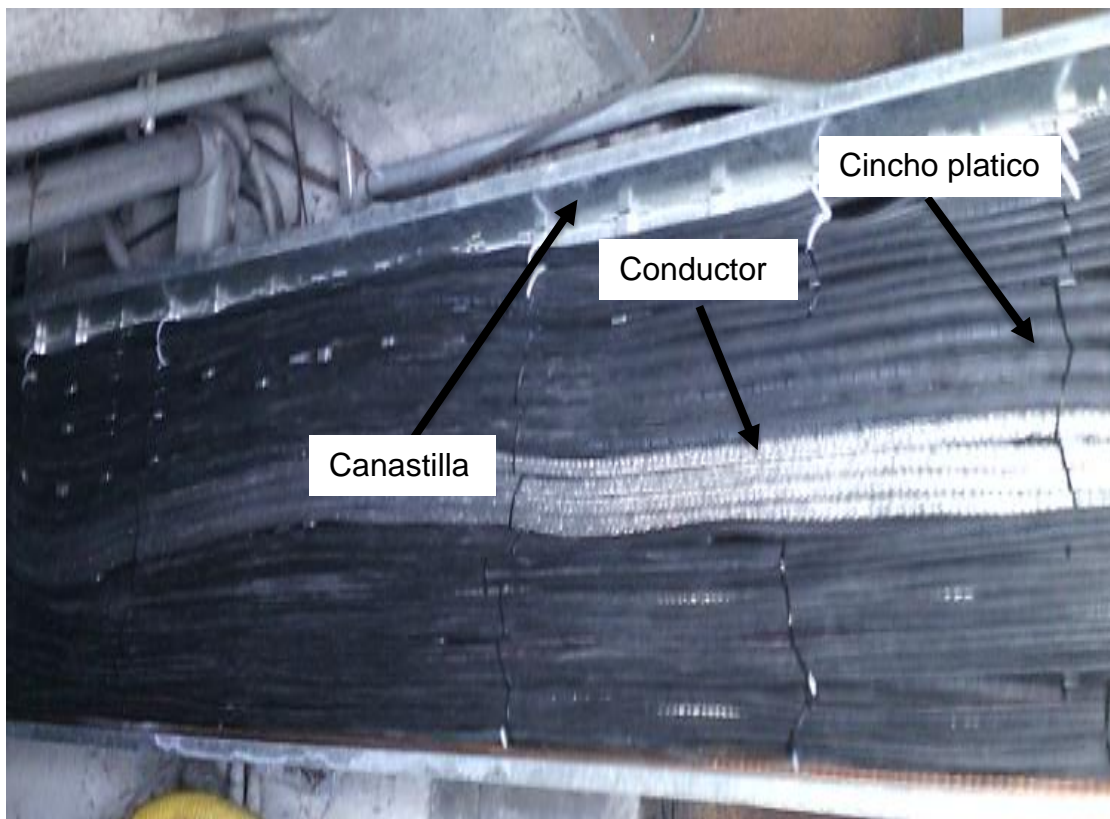
Figura 55. **Trinchera de subestación**



Fuente: trincheras del patio, subestación 230 kv, Ingenio Santa Ana.

Las trincheras son de concreto sólido y cuentan con la instalación de canastillas galvanizadas, las cuales se colocan en uno de sus lados según lo convenga, ya que por estas se puede interconectar los conductores a cada uno de los diferentes equipos con los gabinetes de control, protección y medición colocados en la caseta de control, como se puede observar en la figura 56. Los conductores son sujetos y ordenados por medio de cinchos plásticos.

Figura 56. **Canastilla metálica en trinchera**



Fuente: canastilla en trincheras, subestación 230kv, Ingenio Santa Ana.

Este sistema no permite la interoperabilidad entre diferentes dispositivos lógicos inteligentes (IEDs), diseñados por distintos fabricantes, lo cual limita la

implementación de nuevas tecnologías dentro del mismo sistema, significa que si se desea acoplar un equipos más sofisticado y patentado por un distribuidor diferente a los dispositivos lógicos inteligentes (IED) ya instalados, se tendrá que considerar hacer una nueva ingeniería para hacer posible la integración de este nuevo equipo.

Como consecuencia de no contar con el uso del brick manipulado bajo el protocolo IEC 61850, se obtiene una inadecuada comunicación en el momento de que ocurra una falla, ya que se puede llegar a crear un colapso dentro del sistema que no permita que los dispositivos de control y protección actúen adecuadamente, lo cual impide que se proteja los equipos que se encuentren dentro del sistema en donde ocurrió el problema.

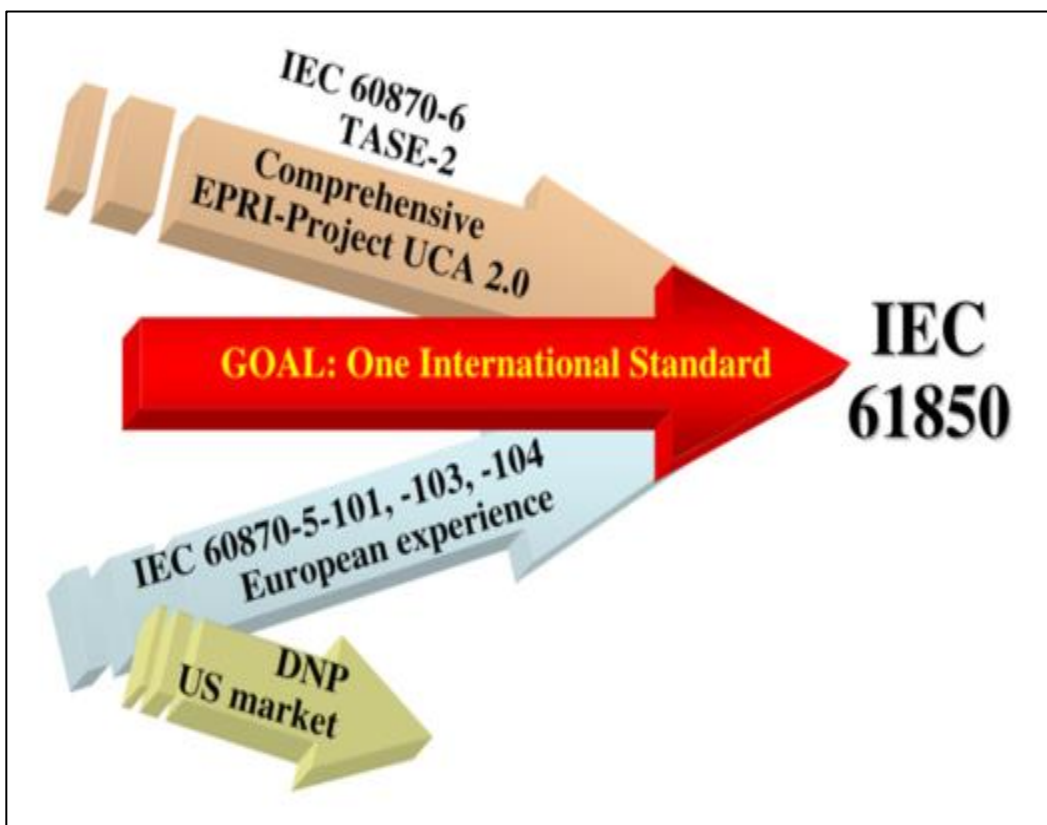
5.1.1. Costos que conlleva el sistema convencional

- Construcción de trincheras.
- Gabinetes de control y protección más grandes.
- Instalación de canastillas en trincheras.
- Grandes cantidades de conductores.
- Caseta de control más grande.
- Tiempo de ingeniería más extenso.
- Tiempo de instalación y montaje más prolongado.
- Una mayor cantidad de personal para la instalación y montaje.
- Propenso a errores.
- Cantidades de información más grandes, manipuladas por diferentes medios.
- No cuenta con una estabilidad a largo plazo.
- No es interoperable entre los demás IED.
- No cuanta con mensajes de prioridad.

- No cuenta con una interfaz hombre máquina.

Con el avance cada día de la tecnología, el no contar con una estabilidad a largo plazo es uno de los grandes problemas existentes en los sistemas convencionales de las subestaciones eléctricas, como se puede ver en la figura 57, la tendencia de las subestaciones deben ser enfocadas a trabajar bajo el protocolo IEC 61850.

Figura 57. Innovación de la tecnología



Fuente: SANTANA HERNÁN, Arturo; LÓPEZ SARMIENTO, Danilo Alfonso; RIVAS TRUJILLO, Edwin. *Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia*. p. 45.

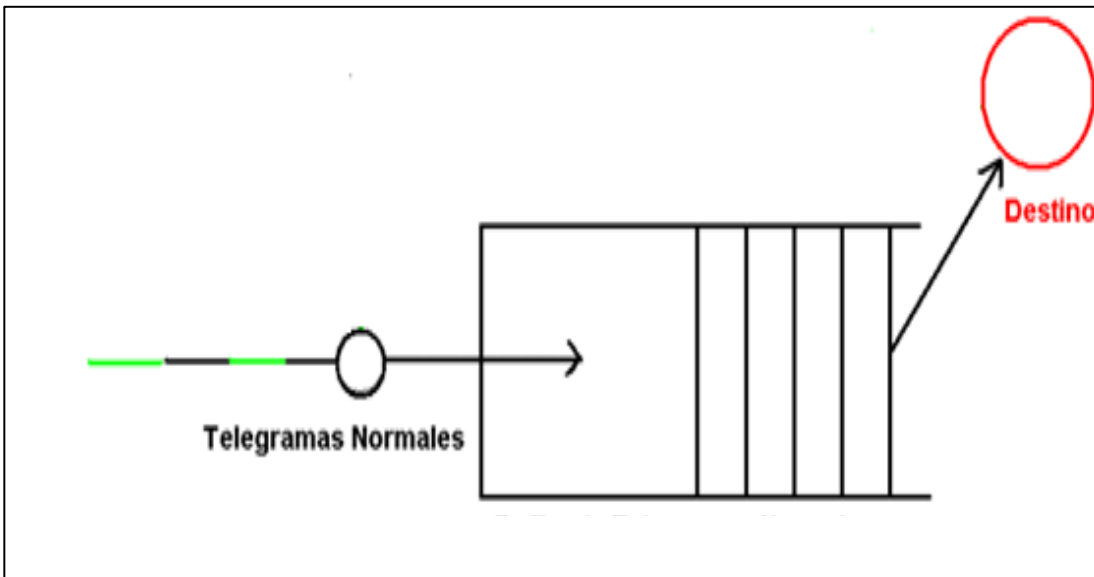
En el diseño de una subestación se debe considerar que este no sea obsoleto, debido al rápido desarrollo que se experimenta en las tecnologías hoy en día.

El tiempo de vida esperado debe de ser de aproximadamente hasta de unos 60 años, lo que hace necesario buscar un concepto de comunicación con una capacidad de estabilidad a largo plazo, con la finalidad de desarrollar una ingeniería más estable y segura que cumpla con los requerimientos deseados.

Los dispositivos lógicos inteligentes instalados en el sistema convencional de una subestación, no cuentan con un sistema de protección que contenga la facilidad de poder mandar uno o varios mensajes de prioridad, el cual es utilizado para la liberación de una falla dentro del sistema, debido a que de esta forma se puede mandar una señal de alarma que nos permita disparar el interruptor de potencia para el caso de una falla.

Cundo una señal de falla es activada, el dispositivo lógico inteligente (IED) debe de analizar dónde está ocurriendo el problema para poder liberarla del sistema, lo cual pone en duda, ya que si no cuenta con un mensaje de prioridad, este deberá de espera su turno en la fila de mensajes que han sido enviados antes que se diera la falla, como se puede visualizar en la figura 58.

Figura 58. Mensaje sin canal de prioridad



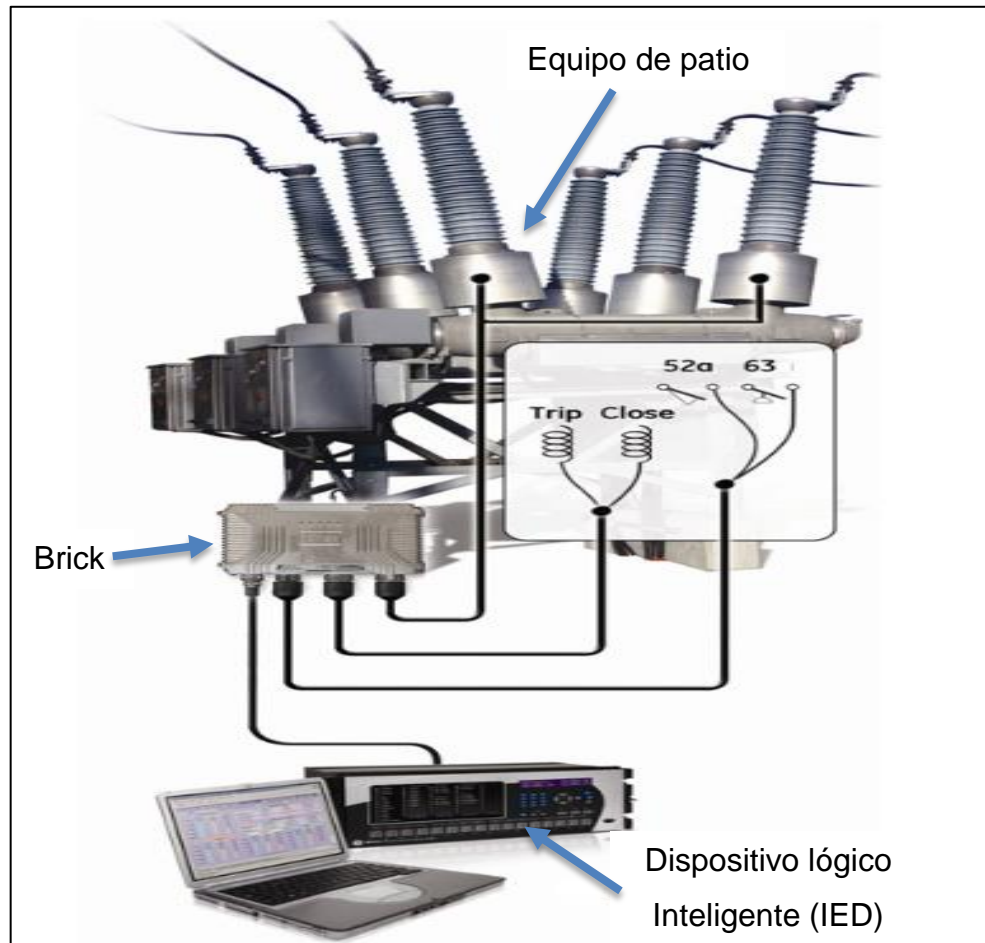
Fuente: CHÁVEZ MOSQUEDA Gerardo. *Propuesta de automatización de una subestación eléctrica de distribución*. p. 50.

5.2. Beneficios al usar brick en una subestación eléctrica

En la actualidad, la tecnología ha estado innovando los sistemas que pueden manipular la automatización de una subestación eléctrica, con la finalidad de poder hacer un trabajo más ordenado y libre de errores humanos.

El protocolo IEC61850 tiene la particularidad de utilizar el equipo denominado como brick, el cual se encarga de transmitir las señales análogas y digitales que llegan a él, de cada uno de los diferentes equipos de patio, como se puede observar en la figura 59.

Figura 59. **Conexión entre bricks y equipos de patio**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System, Versión 7.2.* p. 99.

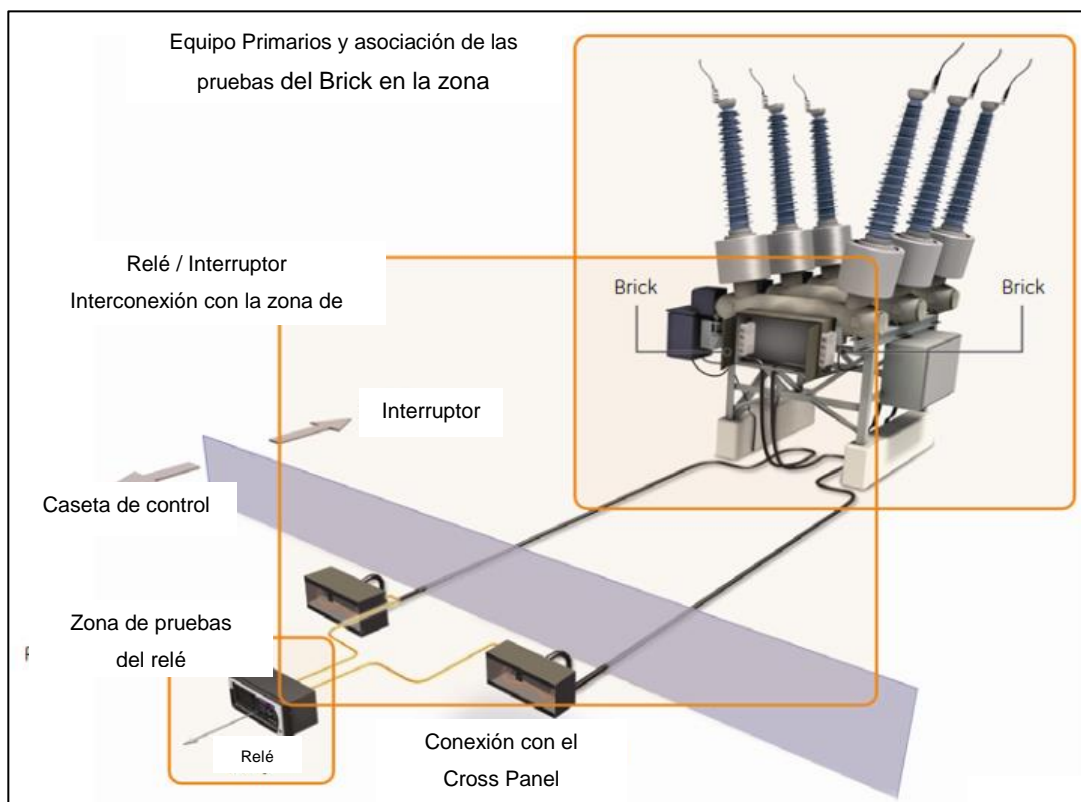
La implementación de este sistema dentro de una subestación eléctrica, debe contar de un gabinete concentrador, el cual se encargará de reunir todas las señales asignadas previamente para con cada uno de los bricks.

Cada equipo cuenta con un único conductor de fibra óptica, el cual hace posible la interconexión de las señales del equipo de patio para con los

dispositivos lógicos inteligentes (IED), que se colocan en el gabinete de control y protección ubicado adentro de la caseta de control.

El objetivo primordial de este dispositivo es reducir, significativamente, el uso del conductor, aunque no lo sustituye por completo, por lo cual tiende a reducir el proceso de montaje e instalación de los equipos que se desean controlar, minimizando el riesgo de una falla, como se puede ver en la figura 60.

Figura 60. **Conductor de fibra del brick**



Fuente: GE. *HardFiber Process Bus System, Versión 7.2.* p. 94.

Este sistema puede trabajar bajo el protocolo IEC 61850, el cual da la opción de poder crear una interoperabilidad entre los dispositivos ya existentes

para con los nuevos. Tiene la ventaja de poder transportar señales análogas y digitales que llegan a él, a través de conductores de cobre, con el objetivo de poder transformarlas en señales que se puedan transmitir a través del conductor de fibra óptica que va del brick al *cross panel*.

Debido a que el brick solo requiere de un conductor de fibra óptica para poder transportar todas las señales, es posible anular la construcción de trincheras de una subestación. Con la eliminación de las trincheras es indispensable pensar en la colocación de registros en los cuales se deberá colocar los gabinetes concentradores, debidamente interconectado por medio de tuberías plásticas, para con la caseta de control de la subestación.

5.2.1. Beneficios que conlleva el sistema a base de bricks

- Elimina la construcción de trincheras
- Elimina la instalación de canastillas
- Elimina el manejo excesivo de conductores
- Implementación de cajas de registro
- Diseño de gabinetes concentradores de señales
- Tiempo de ingeniería más corto
- Tiempo de instalación y montaje más eficiente
- Una menor cantidad de personal para la instalación y montaje
- Elimina por completo errores humanos
- Cantidades de información manipuladas de forma segura
- Cuenta con una estabilidad a largo plazo
- Interoperable entre los demás IED
- Cuenta con mensajes de prioridad

La implementación de este nuevo sistema debe garantizar de forma segura, que se debe seguir con el mismo estándar para la realización de las maniobras de operación, de igual forma para las manipulaciones que se deben seguir en el caso de un mantenimiento, con la finalidad de poder ejecutar las protecciones, en tiempos reales, con una respuesta más rápida de los mensajes, seguridad, redundancia y confiabilidad del sistema.

La Norma IEC 61850 no es solamente un protocolo más de comunicación, ya que fue creado como un diseño estándar para el sistema de redes eléctricas, aunque la verdadera finalidad de la Norma es el poder centralizar, supervisar y controlar redes de equipos en distancias largas.

La implementación del protocolo IEC 61850 y los dispositivos que pueden funcionar bajo este estándar, tiene la particularidad de facilitar la conexión de dispositivos nuevos, con los antiguos, en cualquier momento que se requieran para mejorar el sistema ya existente, sin tener la necesidad de realizar una nueva ingeniería del sistema por completo.

Este nuevo estándar tiene la capacidad de adaptarse al avance de las tecnologías de la comunicación, así como con los requisitos de desarrollo del sistema de la subestación.

La automatización se debe salvaguardar de tener un sistema obsoleto, debido al rápido crecimiento que ha experimentado en los últimos años. Lo que hace necesario buscar un concepto de comunicación que cuente con la capacidad de estabilidad a largo plazo.

Los datos de procesos se transmiten a través de mensajes goose o conocido también como la transmisión de eventos rápidos, teniendo la

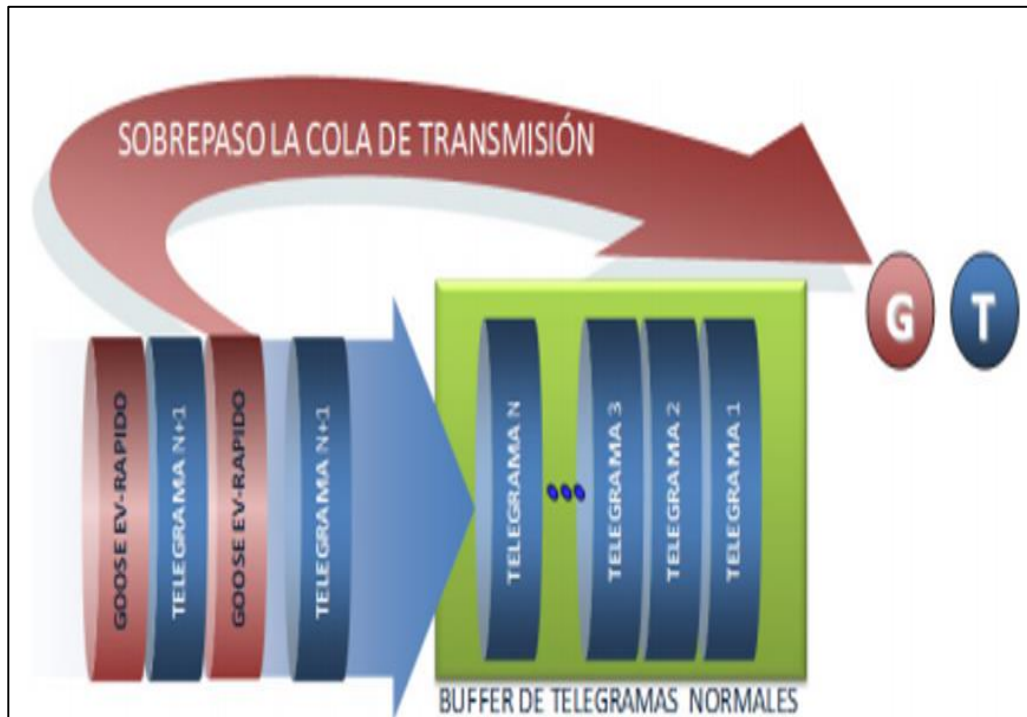
posibilidad de ser enviados a través de una red con la condición, de que este lleve siempre un bit de prioridad, con el objetivo de transmitir información que requiera de mucha velocidad.

La importancia del evento, como es el caso, de los disparos del interruptor de potencia, en el momento de que ocurra una falla en el sistema y eventos que requieran de una velocidad de transmisión que oscile desde los 150 megasiemens.

Los mensajes son enviados en órdenes de prioridad según lo requiera la lógica del sistema. El cual indica de manera gráfica el funcionamiento los mensajes goose.

Cuando se desea mandar un mensaje de mucha importancia, es necesario que exista una lógica de prioridad mayor que de las demás señales anteriormente enviadas, de tal forma que estos deberán de estar en una cola de transmisión de mensajes que se enviaron a la red, garantizando de esta manera tiempos cortos en la transferencia de mensajes, en casos de tener avalancha de información, como se observa en la figura 61.

Figura 61. Mensaje goose de prioridad



Fuente: CARREÑO PÉREZ, Juan Carlos; LÓPEZ SARMIENTO, Danilo; SALCEDO PARRA, Octavio José. *Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 en la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica*. p. 89.

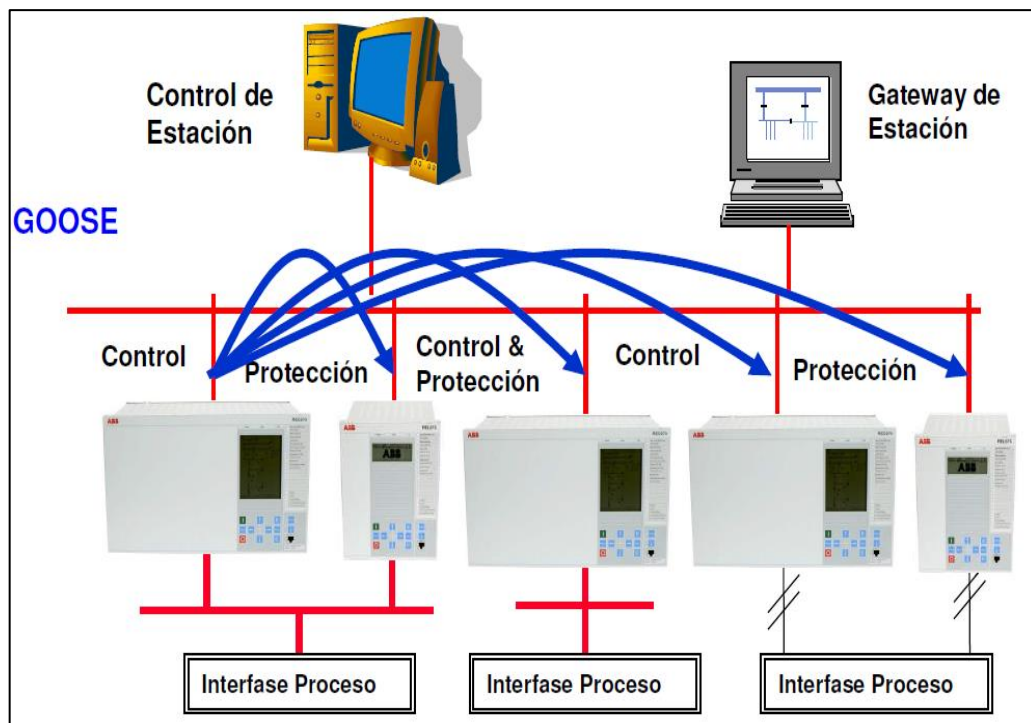
Es importante el uso del protocolo IEC 61850 debido a que el operador tendrá siempre en tiempo real las lecturas o señales a reportar. En el momento que un circuito dentro del sistema de control este fallando, este indicará que existe un problema dentro de la misma red, por lo cual, no se debe de esperar hasta que esto ocurra.

El operador podrá darse cuenta de que existe una falla dentro del sistema, logrando de esta manera anticiparse a las fallas que se pueden ocasionar dentro de la red, con la finalidad de tener un sistema más confiable y seguro.

Los mensajes tipo goose son de tipo multidifusión, debido a que estos mensajes deben de reportarse con todos los dispositivos lógicos inteligentes que estén dentro de la red , como se puede visualizar en la figura 62.

Permitiendo, de esta forma, la distribución de manera paralela de la información para los diferentes dispositivos lógicos inteligentes (IED), relevadores que estén suscritos en la red en ese momento.

Figura 62. **Mensajes multifuncionales para el sistema**



Fuente: CARLSSON, Cristian. *Presentaciones ABB Grup AWA*. p. 17.

5.3. Beneficios de automatizar una subestación con el protocolo IEC61850.

Actualmente es necesario que una subestación cuente con el protocolo IEC61850, debido a que su sistema está integrado por diversos equipos de supervisión y control, los cuales se encargan de las tomas de decisiones con base en los parámetros previamente instalados en cada uno de los dispositivos.

Las redes industriales ocupan un lugar muy importante en la automatización, ya que hacen posible la comunicación entre los diversos equipos que conforman un sistema.

La automatización de subestaciones tiene un gran impacto en la mejora de la productividad. Son grandes los beneficios que las empresas obtienen gracias a la modernización de sus sistemas de instrumentación y control, tales como:

- Reducción de los costos operativos
- Tiempo de producción
- Confiabilidad del sistema
- Sistema estable

5.3.1. Ventajas de usar el protocolo IEC61850

Los usuarios y las industrias han estado buscando durante mucho tiempo un estándar de comunicación global para facilitar sistemas de automatización de subestación totalmente integrados y realmente interoperables. Bajo el respaldo del Comité Internacional Eléctrico (IEC).

Los representantes, tanto de usuarios como de proveedores conjuntamente, han elaborado el nuevo estándar IEC 61850 (redes y sistemas de comunicación en subestaciones). Ganando la aceptación por todo el mundo.

Es el primer estándar que considera todas las necesidades de comunicación dentro de la subestación eléctrica.

Actualmente se están utilizando protocolos de propietarios, tales como: DNP3.0, IEC 80870-5. Sin embargo, estas soluciones no cumplen con al menos uno de los siguientes requisitos.

- Negocio global
- Adaptación a los rápidos cambios de tecnología
- Alta fiabilidad
- Utilización de diferentes tecnologías

Este ha sido el motivo por el cual era necesaria la aparición del estándar IEC 61850, es decir un protocolo que cubra no solamente los requisitos actuales, sino que también soporte las soluciones futuras en la automatización de subestaciones.

5.3.2. Ventajas más relevantes del estándar IEC 61850

- Define un protocolo IEC 61850 para toda la subestación.
- La arquitectura está abierta a pruebas futuras y facilita nuevas extensiones.
- Soporta todas las funciones de automatización de una subestación, la cual está dividida en control, protección y supervisión.
- Es un estándar mundial, es la única solución para interoperabilidad.

- Define los requisitos de calidad del sistema, la integridad de datos, la seguridad, condiciones ambientales, y los servicios auxiliares del sistema.
- Especifica los procesos de la ingeniería y sus herramientas, el ciclo de vida del sistema, las exigencias de la garantía de calidad y el mantenimiento para el sistema de automatización de la subestación.
- La flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema.
- Emplea Ethernet y componentes de comunicación.
- Infraestructura de comunicación estándar, desde su centro de control.

5.3.3. Beneficios del estándar IEC 61850

El beneficio fundamental es que las investigaciones dentro de este campo están salvaguardadas.

5.3.3.1. Independencia de tecnología actual

En el estándar IEC 61850 (redes y sistemas de comunicación en subestaciones) es desacoplado para el dominio de las aplicaciones de las comunicaciones, esto permite al estándar seguir los cambios en las tecnologías de comunicación. El beneficio de este desacoplamiento es que las investigaciones dentro del campo de las aplicaciones están salvaguardadas. Esto será cierto, siempre y cuando el modelado de objetos y los servicios relativos no cambien, pero el mapeado será adaptado.

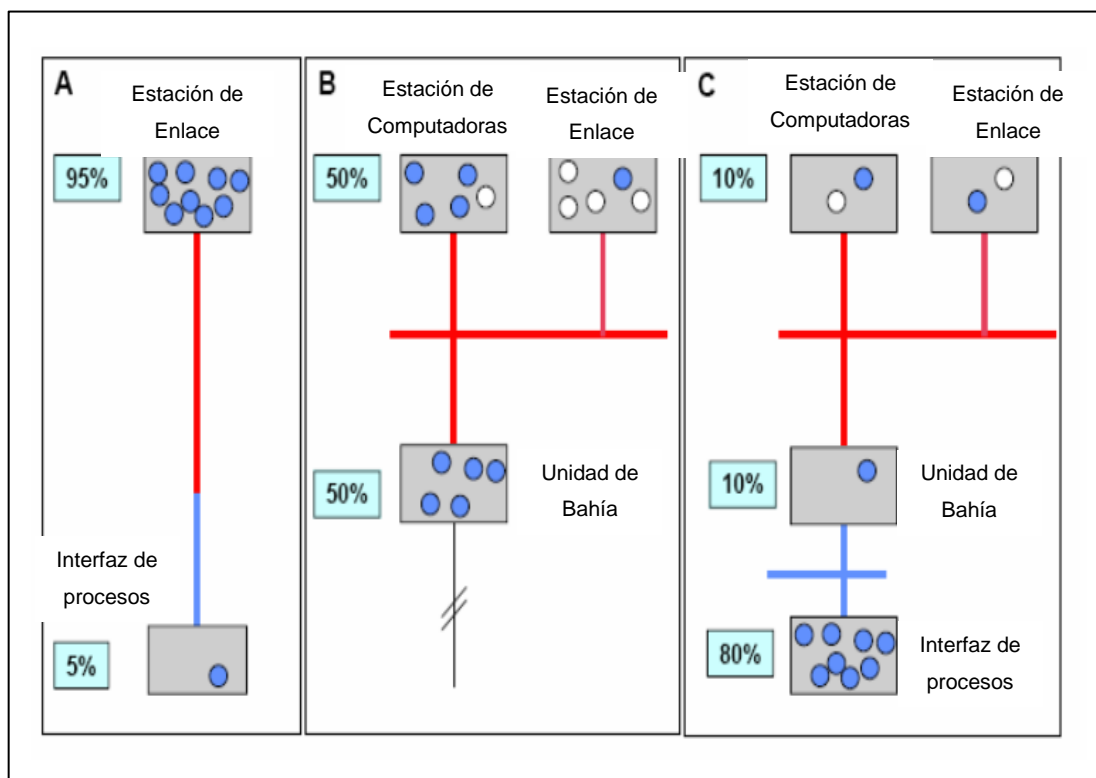
5.3.3.2. Asignación libre de funciones

Todo tipo de asignación se puede implementar usando el estándar IEC61850, ya que las funciones se dividen en pequeñas partes de

comunicación denominadas como, nodos lógicos (LNs). Estos son objetos que incluyen datos y servicios relativos. Cuando se asignan estos nodos a diferentes equipos, las características de comunicación relativas, también se asignarán de forma automática.

En la figura 63 se describe tres asignaciones de funciones distintas dependiendo de la estructura del sistema. La distribución de la funcionalidad se representa en porcentaje (%); los puntos azules representan los nodos lógicos.

Figura 63. **Asignación libre de funciones**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. p. 21.

5.3.3.3. Intercambio de datos de alta velocidad

Enlaces de Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s intercambian los datos que se han reportado y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto.

La Norma IEC 61850 es mucho más que un estándar de comunicación, ya que proporciona una descripción formal del sistema y un modelo de datos comprensivo. Los beneficios actuales se basan en las características del estándar de la interoperabilidad, libre configuración y estabilidad a largo plazo.

El beneficio de esta Norma no es con el dispositivo sino que, con el sistema de la subestación, lo cual implica que los equipos deberán de diseñarse de tal forma, que se adapten perfectamente en los sistemas del protocolo IEC61850.

5.3.3.4. Aumenta la eficiencia

La interoperabilidad entre los dispositivos lógicos inteligentes (IED) y a las herramientas basadas en el lenguaje de configuración de subestaciones (SCL) que ayudan a optimizar soluciones; además, el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados, permite reducir el cableado al máximo.

5.3.3.5. Proporciona una gran flexibilidad

Dando soporte a cualquier arquitectura física, así como a futuras ampliaciones, la base de esta flexibilidad es de nuevo la interoperabilidad entre

dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet.

5.3.3.6. Constituye una inversión rentable y de futuro

Los sistemas de automatización de subestaciones se podrán beneficiar del protocolo IEC 61850 (redes y sistemas de comunicación en subestaciones), sin tener el temor de contar con un sistema obsoleto, lo cual implicaría cambios en el diseño de la ingeniería.

La interoperabilidad entre los diferentes dispositivos lógicos inteligentes (IED), hace posible la adaptación de subestaciones ya existentes, y que requieran del uso del protocolo IEC 61850 (redes y sistemas de comunicación en subestaciones).

CONCLUSIONES

1. Con la implementación de un sistema de brick controlando la automatización, bajo el protocolo IEC61850 se reduce de manera considerable el uso de conductores dejando un sistema rápido y libre de pérdidas.
2. El ordenamiento de las señales análogas y digitales se transmite por medio de conductores especiales de fibra óptica, obteniendo un sistema libre de pérdidas.
3. El uso del brick reduce de manera significativa el tiempo de instalación, debido a que no se deben hacer empalmes o fusiones adicionales con los equipos de patio.
4. El protocolo IEC 61850 tiene como finalidad la interoperabilidad entre los dispositivos lógicos inteligentes, lo que permite tener un sistema que se adapte a las futuras tecnologías.
5. Los mensajes de comunicación son telegramas que permiten la liberación del sistema, en caso de una falla con una mejor confiabilidad.
6. La implementación del uso del brick tiene la particularidad de poseer un sistema confiable y libre de errores, al momento de un falla dentro del sistema de la subestación eléctrica.

RECOMENDACIONES

1. Para el sector eléctrico en general, es importante el uso de un sistema de brick para controlar la automatización usando el protocolo IEC61850, el cual puede ser implementado en todas las subestaciones que contienen un sistema convencional.
2. Verificación de la cantidad de señales análogas y digitales que se deseen supervisar con el sistema brick, las cuales deben ser estudiadas para determinar la cantidad de bricks a usar.
3. A las empresas encargadas de la generación y distribución en general se les invita a utilizar la implementación del brick, ya que posee un sistema que trabaja de la mano con el protocolo IEC 61850, esto lo hace un dispositivo ideal para la renovación de subestaciones que aún poseen un sistema convencional.
4. Verificar que los dispositivos lógicos inteligentes son compatibles con el protocolo de comunicación IEC 61850, y que no requerirá de dispositivos adicionales para su correcto funcionamiento en el mismo bus de procesos.
5. Verificar que los dispositivos lógicos inteligentes encargados del control y protección, no requieran de ningún dispositivo adicional en la interacción entre los mensajes goose, transmitidos por medio de fibra óptica, hacia los dispositivos ya instalados en el sistema de la subestación.

6. A las empresas encargadas del diseño de subestaciones, utilizar un sistema de brick, por ser un equipo que puede convertir señales análogas y digitales para transmitir las por medio de fibra óptica, esto reduce de manera significativa el uso de conductores.

BIBLIOGRAFÍA

1. FLOWER LEIVA, Luis. *Controles y automatismos eléctricos*. 2a ed. Bogotá, Colombia: Telemecanique de Colombia, 1990. 63 p.
2. GE Multilin. *HardFiber Process Bus System Instruction Manual for version 7.2x*. GE, 130 p.
3. HIDALGO QUESADA, Josué Daniel. *Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrico. Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería. 2008. 90 p.
4. MACKIEWIEZ, Ralph. *Technical overview and benefits of the IEC61850 standard for substation automation*. SISCO inc, 2004. 199 p.
5. MENDOZA HOLMES, Sergio Daniel; SORIA VIZCAÍNO, Carlos Andrés. *Estudio del estándar IEC 61850 y su aplicabilidad en la integración del sector eléctrico del Ecuador*. Trabajo de graduación de Ing. Electricidad, Especialización Potencia. Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica Litoral Guayaquil Ecuador, 2012. 101 p.

6. SHAHEEN BEHARDIEN, Carl Kriger; RETONDA-MODIYA, John-Charly. *A Detailed Analysis of the GOOSE Message Structure in an IEC-61850 Standard-Based Substation Automation System*. October 2013, 167 p.

7. VILLALÓN PÉREZ, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. Trabajo de graduación de Ing. Industrial. Universidad Pontificia Comillas Madrid, Facultad de Ingeniería. 2008. 269 p.