



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

**IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y
PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II**

Rodolfo Antonio Aldana Salazar

Asesorado por el Ing. Rodolfo Ernesto Rodríguez Rodríguez

Guatemala, junio de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y
PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

RODOLFO ANTONIO ALDANA SALAZAR

ASESORADO POR EL ING. RODOLFO ERNESTO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2016

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. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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:

IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha abril de 2015.

Rodolfo Antonio Aldana Salazar

Guatemala 5 de noviembre del 2015

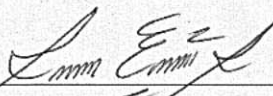
Ingeniero Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Ingeniero Orozco:

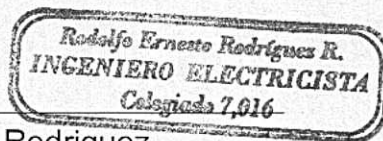
Por este medio me permito dar aprobación al Trabajo de Graduación titulado: "IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II", desarrollado por el estudiante Rodolfo Antonio Aldana Salazar con carné No. 2006-17773, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos, por lo que el autor y mi persona somos responsables del contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



Ing. Rodolfo Ernesto Rodríguez Rodríguez
ASESOR
Colegiado No. 7016





REF. EIME 23. 2016.
Guatemala, 23 de febrero 2016.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL
CONTROL Y PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA
ANA, BLOQUE II, del estudiante Rodolfo Antonio Aldana Salazar,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 23. 2016.

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; RODOLFO ANTONIO ALDANA SALAZAR Titulado: IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López

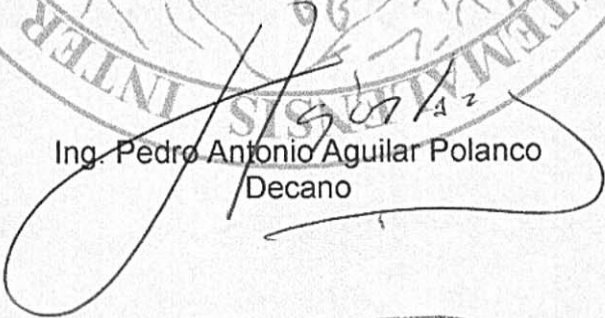


GUATEMALA, 3 DE MAYO 2016.



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: **IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL CONTROL Y PROTECCIÓN DE BAHÍAS DEL INGENIO SANTA ANA, BLOQUE II**, presentado por el estudiante universitario: **Rodolfo Antonio Aldana Salazar**, 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 Polanco
Decano

Guatemala, junio de 2016



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la gran oportunidad de disfrutar la vida.
Mis padres	Minor Antonio Aldana Paiz y Marta Georgina Salazar Gularte, por la vida y enseñanzas que me brindaron.
Mi familia	Mi hermano, primos y tíos por estar pendientes y ayudarme en este logro de educación.
Mis amigos	A todos los que estuvieron antes, durante y después de mis estudios. Por el apoyo en todo momento.
Todos los profesionales	Que me han ayudado a sobresalir, me han brindado su conocimiento y apoyado en mis estudios.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser la casa de estudios que me brindó el conocimiento que es vital en mi vida.

Facultad de Ingeniería

Por la enseñanza transmitida junto a la experiencia de los educadores.

**Mis amigos de
la Facultad**

Por permitirme conocer a muchos amigos y compartir alegrías y tristezas.

**Mis amigos de la
infancia**

Por una amistad que durará toda la vida.

Mi papá

Por todo el apoyo económico y paciencia en este proceso de ser un profesional.

Mi mamá

Por el apoyo incondicional de mis logros y decaídas en mi formación académica.

Mi asesor

Ing. Rodolfo Ernesto Rodríguez Rodríguez y a Edmundo Duarte, por su apoyo incondicional en este trabajo.

**Grupo Teknoenergy
S. A.**

Por la experiencia de trabajar y aplicar mis conocimientos en los proyectos.

Ingenio Santa Ana

En especial al Ing. Jose Luis Martínez y a los colaboradores presentes en el proyecto, por la implementación de tecnologías de vanguardia en el proyecto de la generación 62,4 MW.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. COGENERACIÓN EN EL INGENIO SANTA ANA	1
1.1. Proyecto de generación de energía.....	1
1.2. Montaje del equipo eléctrico	4
1.2.1. Servicios auxiliares	4
1.2.2. Subestación eléctrica.....	10
1.3. Proceso de generación de energía.....	16
1.3.1. Térmica.....	16
1.3.1.1. Caldera	16
1.3.1.2. Precipitador electrostático (ESP)	17
1.3.1.3. Torre de enfriamiento	19
2. APLICACIÓN DEL BUS DE PROCESOS Y EL PROTOCOLO IEC-61850	21
2.1. Historia	21
2.2. Comunicación entre IED's.....	28
2.3. Mensajes GOOSE y Samples Values	29
2.4. Ventajas y características.....	36
2.5. Tecnología de General Electric bus de procesos	36
2.5.1. Ventajas.....	46

2.5.2.	Contactos especiales	46
2.5.2.1.	Entradas de corriente alterna	46
2.5.2.2.	Entradas de corriente directa	48
2.5.3.	Contactos de entrada	49
2.5.4.	Contactos de salida.....	49
2.5.4.1.	De estado sólido.....	50
2.5.4.2.	Contactos tipo C.....	51
2.5.4.3.	Contacto sellado.....	51
2.5.5.	Desventajas.....	52
2.5.6.	Autoevaluación de funcionamiento.....	53
2.5.7.	Autodiagnóstico.....	54
3.	IMPLEMENTACIÓN PARA EL CONTROL DE BAHÍAS CON EL BUS DE PROCESOS.....	57
3.1.	Dimensionamiento de equipo.....	59
3.1.1.	Dimensionamiento del relevador SEL 451	60
3.1.2.	Dimensionamiento de relevadores GE F-60.....	61
3.2.	Coordinación de protecciones.....	64
3.2.1.	Bahía =D13 de interruptor medio	65
3.2.2.	Bahía =D11 de interruptor propio asociado a la Barra 1.....	67
3.2.3.	Bahía =D12 de interruptor propio asociado a la Barra 2.....	72
3.3.	Comparación de tiempos de respuesta de los relevadores.....	74
3.3.1.	Pruebas con relevadores General Electric	74
3.3.2.	Pruebas de relevador SEL-451	78
3.3.3.	Pruebas de relevador GE D60 y SEL 351S.....	80
	CONCLUSIONES.....	85

RECOMENDACIÓN..... 87
BIBLIOGRAFÍA..... 89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Inicio del proyecto	2
2.	Inauguración del bloque 2	4
3.	Celdas 13,8 kV	5
4.	Celdas 4,16 kV	5
5.	Unifilar servicios auxiliares	6
6.	Gabinetes PC&M	7
7.	Arquitectura de red servicio auxiliares.....	8
8.	Pantalla de IHM barra 13,8 kV	9
9.	Pantalla IHM barra 4,16 kV	9
10.	Centro de operación de la IHM	10
11.	Subestación 69 kV sin modificar	11
12.	Trabajos para la modificación de la subestación 69 kV.....	12
13.	Unifilar subestación 230 kV	13
14.	Subestación 230 kV	14
15.	Perfil de subestación 230 kV	14
16.	Arquitectura de red para subestación 230 kV	15
17.	Caldera.....	17
18.	Martillos del precipitador electrostático	18
19.	Acumulación de residuos	18
20.	Torre de enfriamiento	19
21.	Arquitecturas de los sistemas de control.....	23
22.	Incorporación de UCA 2,0 en la IEC-61850	25
23.	Primera versión IEC-61850	27

24.	Segunda versión IEC-61850.....	27
25.	Protocolos de comunicación	30
26.	Estructura de archivo SCL.....	30
27.	Modelo de información ACSE para IED´s.....	32
28.	Modelo 2 de información ACSI para IED´s	32
29.	Vista global del modelo de datos	33
30.	Estructura de un IED.....	33
31.	Mensajería GOOSE	34
32.	Transmisión de mensajería GOOSE.....	35
33.	Tipos de mensajes GOOSE.....	35
34.	Arquitectura de comunicaciones HardFiber	39
35.	Componentes HardFiber.....	40
36.	Conexión cruzada de <i>bricks</i> y IED´s.....	42
37.	Núcleos de <i>bricks</i> y tarjeta de procesos en IED´s	43
38.	Tarjeta de proceso en IED	43
39.	Conexión del <i>brick</i> y IED´s.....	44
40.	Gabinete concentrador instalado en el Ingenio Santa Ana.....	45
41.	Especificación de las entradas CA.....	47
42.	Combinación de entradas CA	47
43.	Entradas de corriente directa	48
44.	Contactos de entrada en paralelo	49
45.	Contactos SSR del <i>brick</i>	50
46.	Contactos tipo-C	51
47.	Indicaciones de led del <i>brick</i>	54
48.	Arquitectura de comunicaciones.....	59
49.	Configuración física del relevador SEL-451.....	61
50.	Configuración física del relevador F60.....	63
51.	Configuración física de los <i>brick</i>	64
52.	Parámetros sobrecorriente SEL 451	65

53.	Coordinación de protecciones.....	66
54.	Parámetros 50BF SEL 451	67
55.	Coordinación de sobrecorrientes	68
56.	Parámetros sobrecorriente GE F60.....	69
57.	Parámetros sobrecorriente direccional GE F60	69
58.	Parámetros 50BF GE F60.....	70
59.	Coordinación de sincronismo	71
60.	Parámetros de sincronismo GE F60	71
61.	Coordinación de sobrecorriente =D12.....	72
62.	Parámetros de sobrecorriente F60 =D12	73
63.	Parámetros de sobrecorriente direccional F60 =D12	73
64.	Parámetros de 50BF F60 =D12	74
65.	Plantilla de sobrecorriente.....	75
66.	Plantillas de sobrecorriente direccional.....	75
67.	Ecuación de curvas de sobrecorriente	76
68.	Resultados de prueba de relevador F60 interruptor =D11	77
69.	Resultados de prueba de relevador F60 interruptor =D12	78
70.	Ecuación de curva de sobrecorriente	79
71.	Plantilla de sobrecorriente.....	79
72.	Resultados de prueba de sobrecorriente para SEL 451.....	80
73.	Ajustes de sobrecorriente en un GE D60.....	81
74.	Ajuste de sobrecorriente en un SEL-351S	81
75.	Plantilla de sobrecorriente.....	82
76.	Resultados de relevador SEL-351S	83
77.	Resultados de pruebas en relevador GE F60	84

TABLAS

I.	Comparación de tecnologías.....	58
----	---------------------------------	----

II.	Listado de equipo bahía media =D13	60
III.	Equipo bahías propias de las barras =D11 y =D12.....	62

GLOSARIO

ACSI	Communications Service Interface.
<i>Brick</i>	Es la unidad de procesos de General Electric que convierte las señales binarias y análogas en señales ópticas.
CDC	Cognex device configuration.
CID	Configured IED Description.
CMC 356	Equipo de pruebas desarrollado por OMICRON para la solución universal para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Cogeneración	Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y térmica destinada al consumo propio y terceros.
CT	Transformador de corriente.
DC	Direct current.
DNP 3.0	Distributed Network Protocol version 3,0.

EBB	Empresa de Energía de Bogotá.
EGD	Ethernet Global Data.
EPRI	Electric Power Research Institute.
Ethernet	Define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.
F60	Relevador controlador de bahía de la familia UR de General Electric.
GE	General Electric.
GOOSE	Generic Object Orientated Substation Event.
HardFiber	Process Bus System de General Electric.
HMI	Human Machine Interface.
HMV	Hidroestudios Mejía Villeda.
ICD	IED Capability Description.
IEC	International Electrotechnical Commission.

IEC-61850	Es el estándar de diseño para la automatización de subestaciones regido por la <i>International Electrotechnical Commission</i> .
IED'S	<i>Intelligent Electronic Device</i> . Es un dispositivo electrónico inteligente.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
LAN	Local Area Network.
Led	Light-emitting diode.
MMS ISO 9506-1:2003	Manufacturing Messanging Specification Industrial automation systems — Manufacturing Message Specification — Part 1: Service definition.
MODBUS	Protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI.
OMICRON	Compañía cuya fábrica está ubicada en Austria, desarrollando equipo para pruebas de todo tipo.
PT	Transformador de potencial.
RELAY UR SERIES	La familia universal de relés de protección y control de General Electric.
RTD	Resistance temperature detector.

Santa Ana, bloque 1	Llamada así la generación antigua en la que transmite por 69 kV.
Santa Ana, renovable bloque 2	Llamado así el proyecto de generación proveniente del turbo generador de 62,4 MW
SAS	Sistemas de Automatización de Subestaciones.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition.
SCD	Substation Configuration Description.
SCL	Substation Configuration description Language.
SCSM	System Center Service Manager.
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories.
SEL451	Relevador controlador de bahía de la serie 400 de Schweitzer.
SHF	Super High Frequency.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SSD	System Specification Description.
SV	Samples Values.

Trecca	Transportadora de Energía de Centroamérica S. A.
Trelec	Empresa Transportista Eléctrica Centroamericana S. A.
UCA	Utility Comunicacions Architecture.
XML	Extensive Markup Language.

RESUMEN

El presente trabajo se da a conocer el proyecto de generación de 62,4 MW en el Ingenio Santa Ana denominado como el bloque II. En ellas se presenta las diferentes divisiones y equipos que hacen parte del sistema de co-generación a base de carbón y biomasa.

En el primer capítulo se detallan los equipos utilizados en el proyecto tanto en la parte de servicios auxiliares como en la subestación de interconexión de 69 kV. Así como la elevadora de 230 kV que fue diseñada aplicado el protocolo IEC-61850.

En el segundo capítulo se da una breve explicación de los inicios del protocolo IEC-61850, las características y ventajas que ofrece este protocolo en las subestaciones eléctricas. Se amplía más información sobre el desarrollo tecnológico de General Electric basado en norma presentando por primera vez una solución del bus de procesos el cual reemplaza las señales binarias y análogas por fibra óptica.

En el tercer capítulo se presentan pruebas reales sobre la tecnología bus de procesos. En él se hace una comparación con la tecnología tradicional. Esta pone a prueba su alta eficacia y exactitud de tiempo en respuesta, haciéndola una buena solución para utilizarla en subestaciones posteriores.

OBJETIVOS

General

Dar a conocer la importancia de contar con sistemas de protección confiables y robustos con la implementación de los nuevos avances en la Norma IEC-61850 en las subestaciones eléctricas.

Específicos

1. Demostrar que con la utilización del sistema patentado por General Electric *bricks* se logra satisfacer las necesidades exigidas por el usuario para protección, control y medición de bahías en las subestaciones eléctricas.
2. Crear confianza sobre la utilización del método patentado por el fabricante, bajo la demostración y pruebas que se realizarán para lograr resultados idénticos con mayor optimización y eficacia en tiempo.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica en la actualidad se ha vuelto indispensable y necesaria. Por ello los países se ven en la preocupación de contar con un sistema cada vez más seguro, confiable y eficiente para mantener un servicio lo más estable y constante posible. A causa de estas necesidades se implementan cada vez más subestaciones eléctricas. Estas son las encargadas de transformar y transmitir energía eléctrica de un voltaje de transmisión a uno de distribución.

En la actualidad existen diferentes configuraciones y tipos de subestaciones eléctricas basadas en las necesidades y alcances. Estas cuentan con equipos de media y alta tensión, transformadores, seccionadores, interruptores, CT's, PT's, pararrayos, y otros). Estos poseen señales analógicas y digitales que son enviadas a IED'S (relés de protección, control y medición). En una forma convencional estas señales son conectadas con cable de cobre desde el equipo de patio hasta la ubicación de los IED'S.

Para enviar las señales a los IED's se implementara una solución sin necesidad de tener cables de cobre de por medio. Utilizando para ello un bus de procesos regido por la norma IEC-61850 donde se implementa una solución denominada unidad de procesos patentada por General Electric utilizando una unidad concentradora de señales llamado *brick*. Este convierte dichas señales analógicas en digitales para ser enviadas por medio óptico basado en el protocolo IEC-61850 a los IED's de protección, control y medición encargados de procesar los datos.

1. COGENERACIÓN EN EL INGENIO SANTA ANA

El Ingenio Santa Ana es una corporación con sobresaliente desempeño. En sus 28 años se ha convertido en uno de los líderes de la agroindustria azucarera. Este empezó como un pequeño ingenio con capacidad de molienda de 3 000 (CCCC) toneladas métricas de caña de azúcar por día

Hoy Santa Ana constituye un complejo agroindustrial con una diversidad de productos que son reconocidos a nivel mundial. Esto por sus altos estándares de calidad.

Santa Ana se dedica a la producción de caña de azúcar, elaboración de azúcar y generación de energía eléctrica. También comercializa subproductos como la melaza, bagazo y cachaza y diversos servicios conexos.

Santa Ana contribuye con el desarrollo de Guatemala, produciendo en promedio 4,9 millones de quintales de azúcar (225 879 toneladas métricas de azúcar) por año. Este generando 95 MW en los meses de diciembre a marzo y 75 MW en los meses de abril a noviembre. El total de la generación de energía eléctrica se vende al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

1.1. Proyecto de generación de energía

El Ingenio Santa Ana empezó un proyecto que consistió en la implementación de un nuevo bloque de generación de energía. Esto por medio de un turbogenerador el cual será alimentado por una caldera con combustible

mixto: carbón y bagazo. El proyecto empezó en el 2012 siendo el Ing. Jose Luis Martinez el gerente del proyecto.

Figura 1. **Inicio del proyecto**



Fuente: Ingenio Santa Ana. *Proyecto Carbonera*.

http://gt.geoview.info/proyecto_carbonera_ingenio_santa_ana,82494921p.

Consulta: 20 de septiembre de 2015.

Este proyecto también está relacionado a lo que será la construcción de otras unidades de generación en los ingenios: Pantaleón, Magdalena, Madre Tierra y La unión. Estos estarán unidas eléctricamente por medio de un anillo de transmisión de energía en 230 kV llamado anillo azucarero o anillo del pacífico sur. Para este enlace de subestaciones la Comisión Nacional de Energía (CNEE) ha adjudicado a la empresa EEB Ingeniería y Servicios, S. A. Esto en la actualidad fue absorbido por la empresa Trecca, para la construcción de las subestaciones y la línea de transmisión, quedando pactado en la

resolución CNEE-265-2012. Se establecen las siguientes generalidades para las subestaciones:

- Configuración interruptor y medio
- Tensión nominal del sistema fase a fase: 230 kV
- Tolerancia de la regulación de la tensión respecto al valor nominal: +/- 5 %
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Nivel de corto circuito: 40 kA para las instalaciones de 230 kV

Para el caso específico del Ingenio Santa Ana quedaron pactados los alcances. Siendo el ingenio encargado de construir todo lo relacionado a un campo de la subestación excluyendo las barras en 230 kV, ya que estas estarán al alcance de Trecca.

El proyecto de generación de 62,4 MW representa el bloque 2 de generación del ingenio. Este fue inscrito ante la AMM (Administrador del Mercado Mayorista) como Santa Ana renovable bloque 2. Para noviembre del 2014 esta generación estuvo lista para entregar al SNI.

Figura 2. **Inauguración del bloque 2**



Fuente: *Plantas Eléctricas Diésel, a gas o Bi-Fuel.*

<http://www.teleprensa.com/guatemala/planta-de-generacion-proveera-energia-a-138000-hogares-en-guatemala.html>. Consulta: 25 de septiembre de 2015.

1.2. Montaje del equipo eléctrico

La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

1.2.1. Servicios auxiliares

Para la alimentación de energía eléctrica, de toda la generación, fueron instaladas dos barras principales en niveles de tensión de 13,8 kV y 4,16 kV.

Para la cual se utilizaron celdas de media tensión con: interruptores al vacío y transformadores de instrumentos con núcleos de protección y medición.

Figura 3. **Celdas 13,8 kV**



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

Figura 4. **Celdas 4,16 kV**

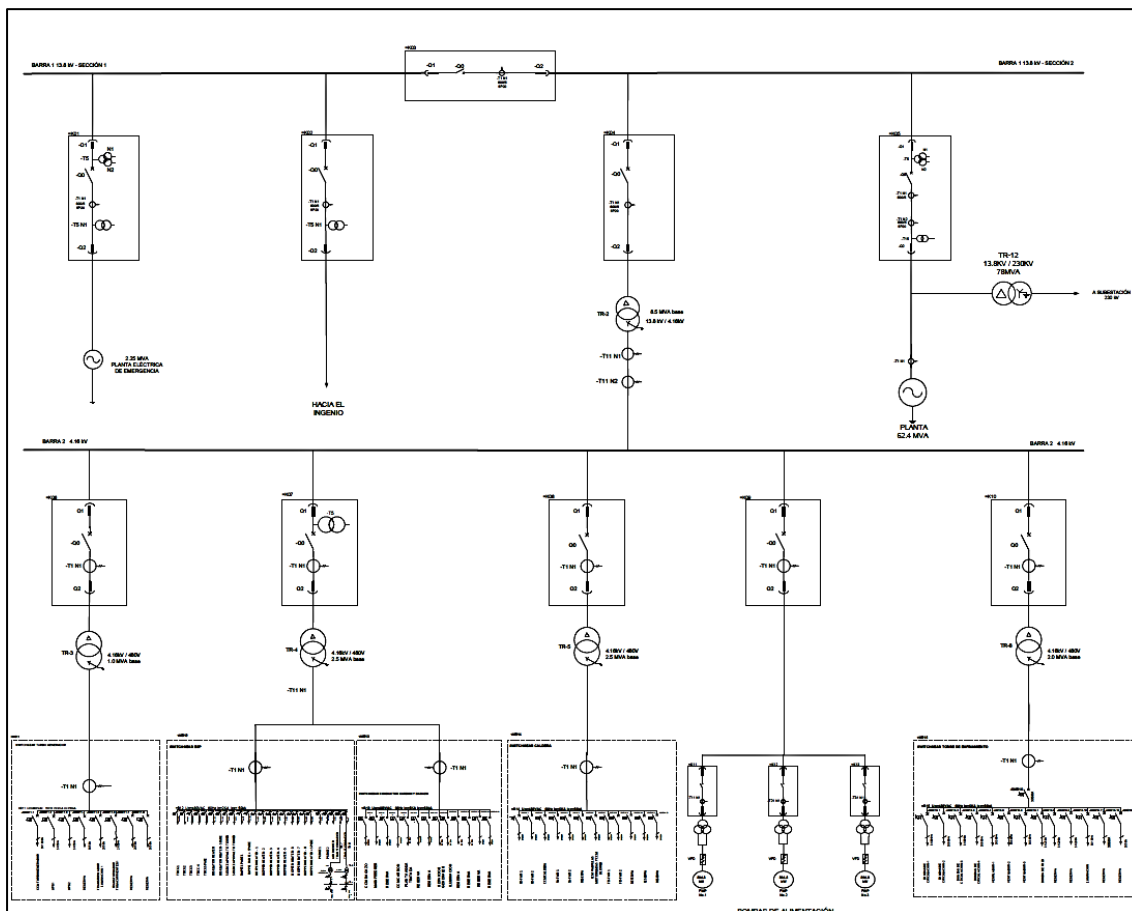


Fuente: Ingenio Santa Ana, elaborado por Grupo TeknoEnergy, S. A.

Dichas celdas fueron controladas y protegidas por un relevador SEL451 para cada interruptor. Por ello se adquirieron todas las señales y alarmas proporcionadas por la celda.

Se instalaron 5 transformadores de potencia. Estos fueron protegidos por relevadores SEL 387E para una protección eléctrica muy confiable.

Figura 5. Unifilar servicios auxiliares



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

Para la instalación de los equipos de medición y control se utilizaron gabinetes metálicos en cuyo interior se instalaron los relevadores y equipos de comunicación. Las señales de las celdas y transformadores fueron cableadas hasta sus respectivos equipos.

Figura 6. **Gabinetes PC&M**

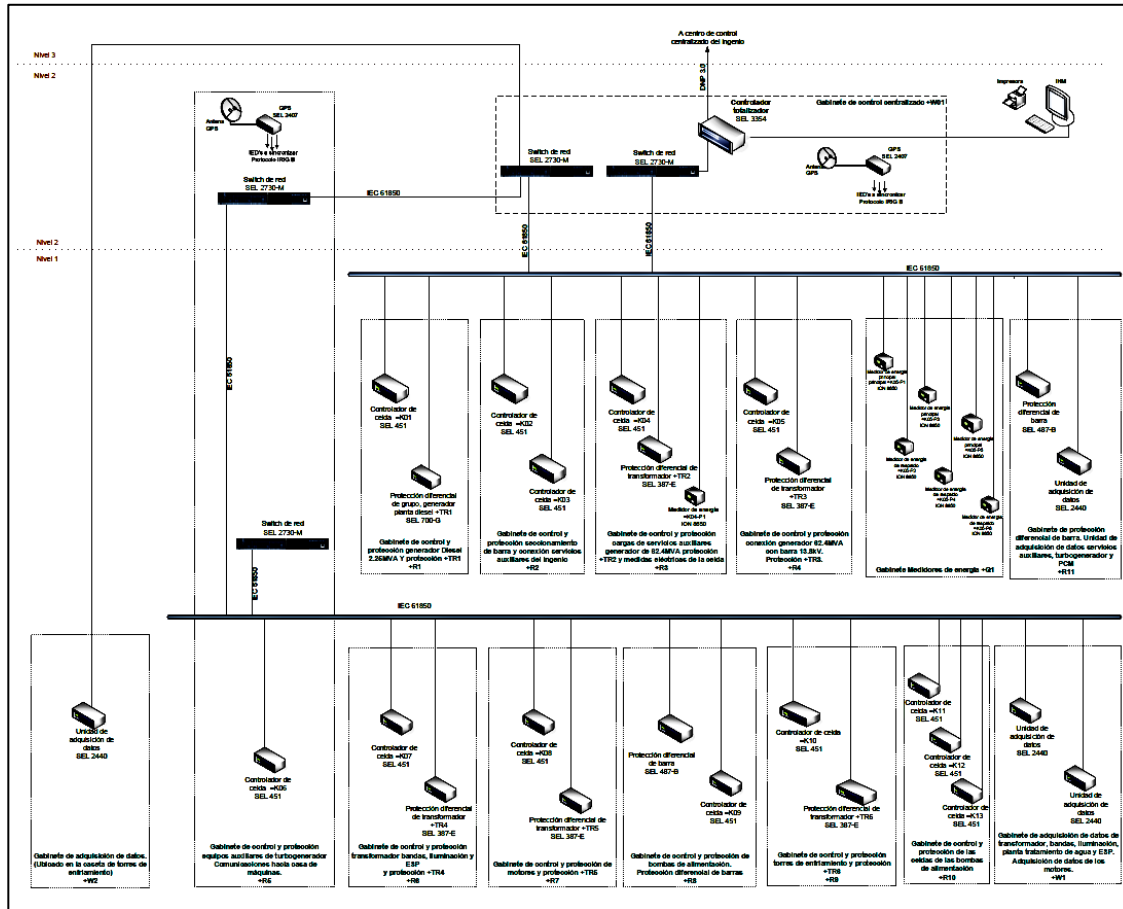


Fuente: Ingenio Santa Ana, elaborado por Grupo TeknoEnergy, S. A.

A continuación se muestra la arquitectura de red que se montó. Esta también contempla módulos de adquisición de señales SEL2440 que se montaron en lugares específicos.

Para la comunicación se utilizaron *switch* de red tipo subestación SEL 2730M, administrable y capacidad de operar con IEC-61850.

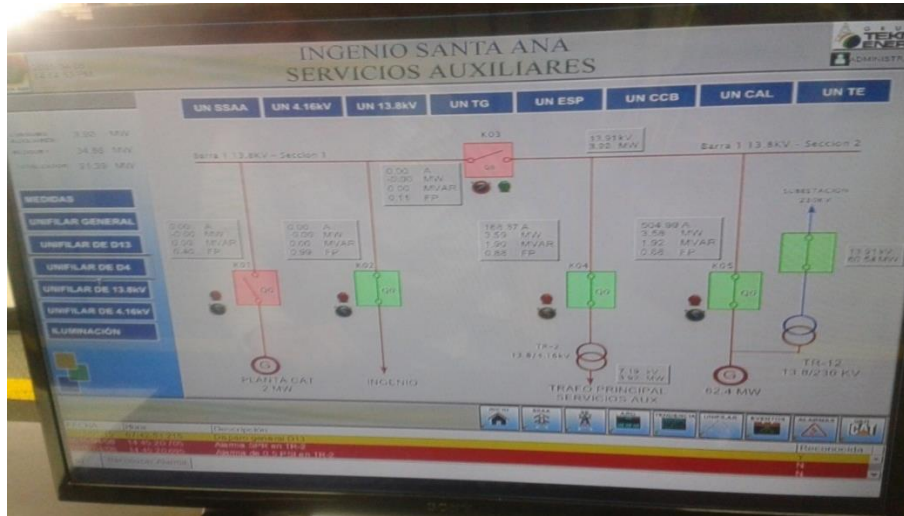
Figura 7. Arquitectura de red servicio auxiliares



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

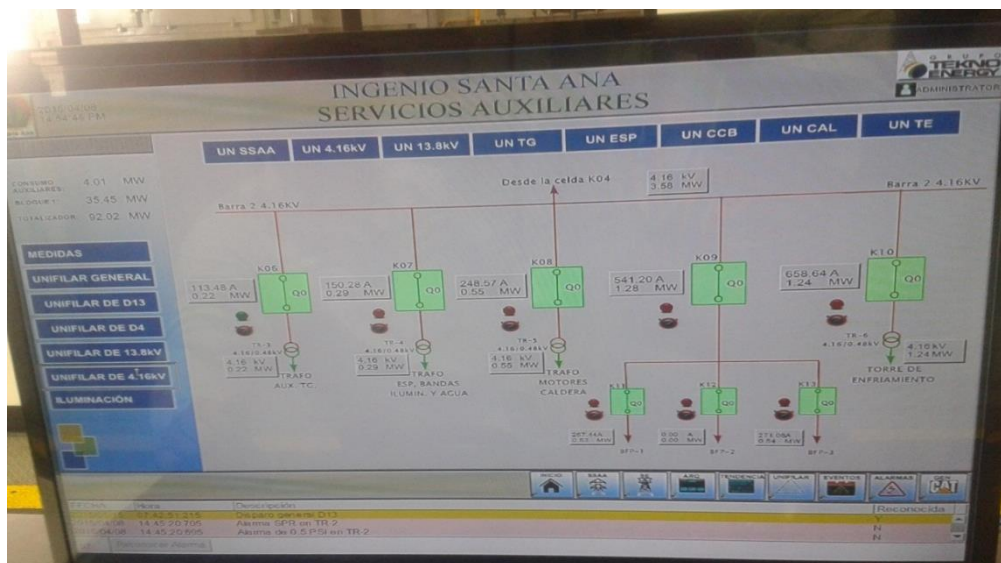
Todas las señales y alarmas de las celdas, transformadores y switch gear están cableadas a un relevador. Esto para que sea interrogado por medio de IEC-61850 a una computadora industrial SEL 3354 el cual tiene instalado una plataforma de IHM llamada Cimplicity. Esta muestra una serie de pantallas animadas los estados y alarmas actuales la cual es utilizada para mandar comandos de operación desde las mismas.

Figura 8. Pantalla de IHM barra 13,8 kV



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

Figura 9. Pantalla IHM barra 4,16 kV



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

Figura 10. **Centro de operación de la IHM**



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

1.2.2. Subestación eléctrica

La generación del bloque 2 está diseñada para entregar al SNI directamente en 230 kV. Dados los atrasos que se presentaron en las subestaciones y las líneas del anillo el pacífico se hicieron arreglos para entregar esta generación por medio de la red de 69 kV de Trelec.

Para esto se modificó la subestación existente en el bloque 1 colocando una bahía de acoplamiento. Para dicha unión de las dos subestaciones se montó una línea de transmisión de 250 metros en 69 kV protegida por medio de relevadores SEL 311L. Esto para protegerla por medio de diferencial eléctrica.

Figura 11. **Subestación 69 kV sin modificar**



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

Los trabajos en la subestación de 69 kV consistieron en la instalación de: 1 interruptor de potencia tanque muerto en 69 kV, 6 transformadores de corriente, 2 seccionadores motorizados y repotencialización de las barras de la subestación.

Figura 12. **Trabajos para la modificación de la subestación 69 kV**

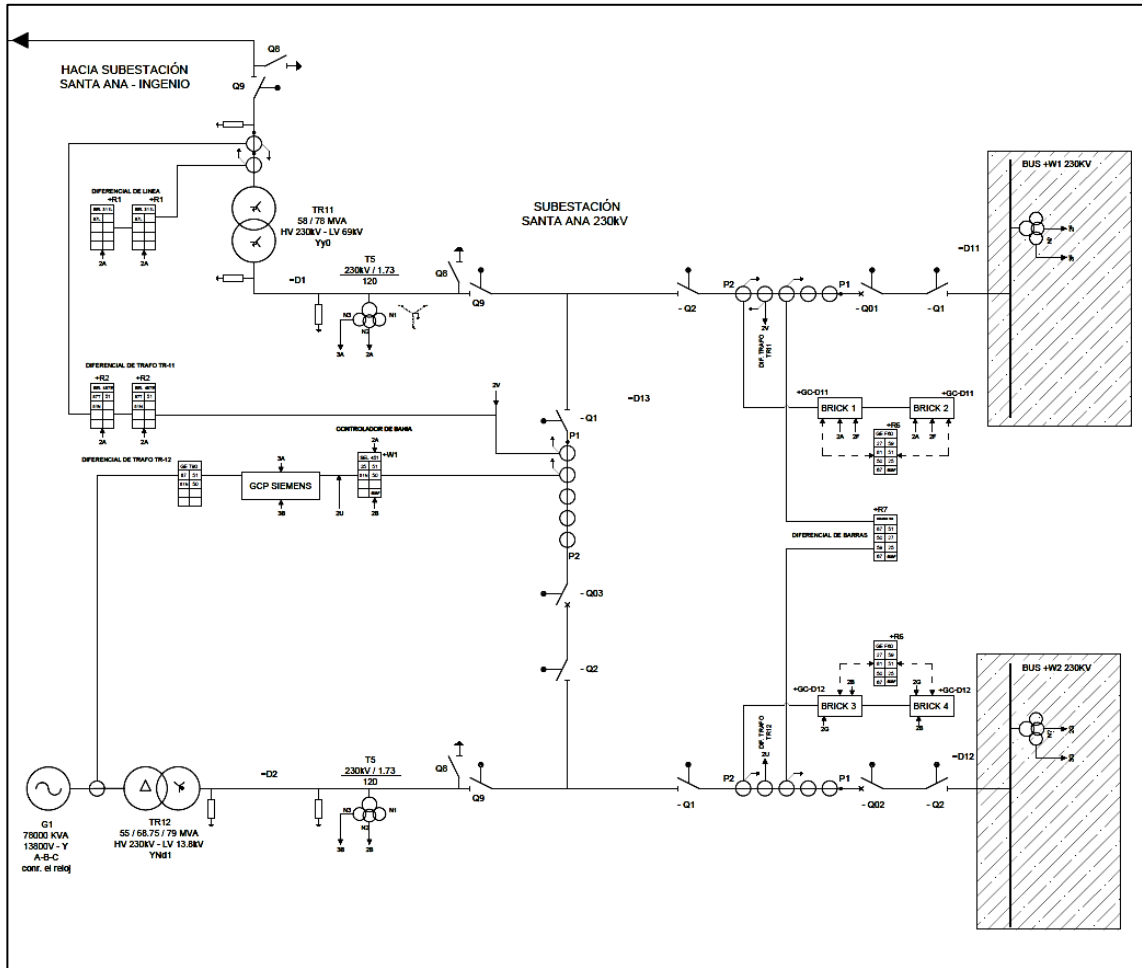


Fuente: Ingenio Santa Ana, elaborado por Grupo TeknoEnergy, S. A.

Con dichas modificaciones, el Ingenio Santa Ana tiene independizados los dos bloques de generación y en un futuro podrá entregar toda por las dos redes existentes 69 y 230 kV.

Para este arreglo solo se necesitó tener listo el interruptor medio del campo de la subestación 230 kV, pero para finales de agosto del 2015 el ingenio concluyó los trabajos de las dos bahías restantes propias de las barras.

Figura 13. Unifilar subestación 230 kV



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

Figura 14. **Subestación 230 kV**



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

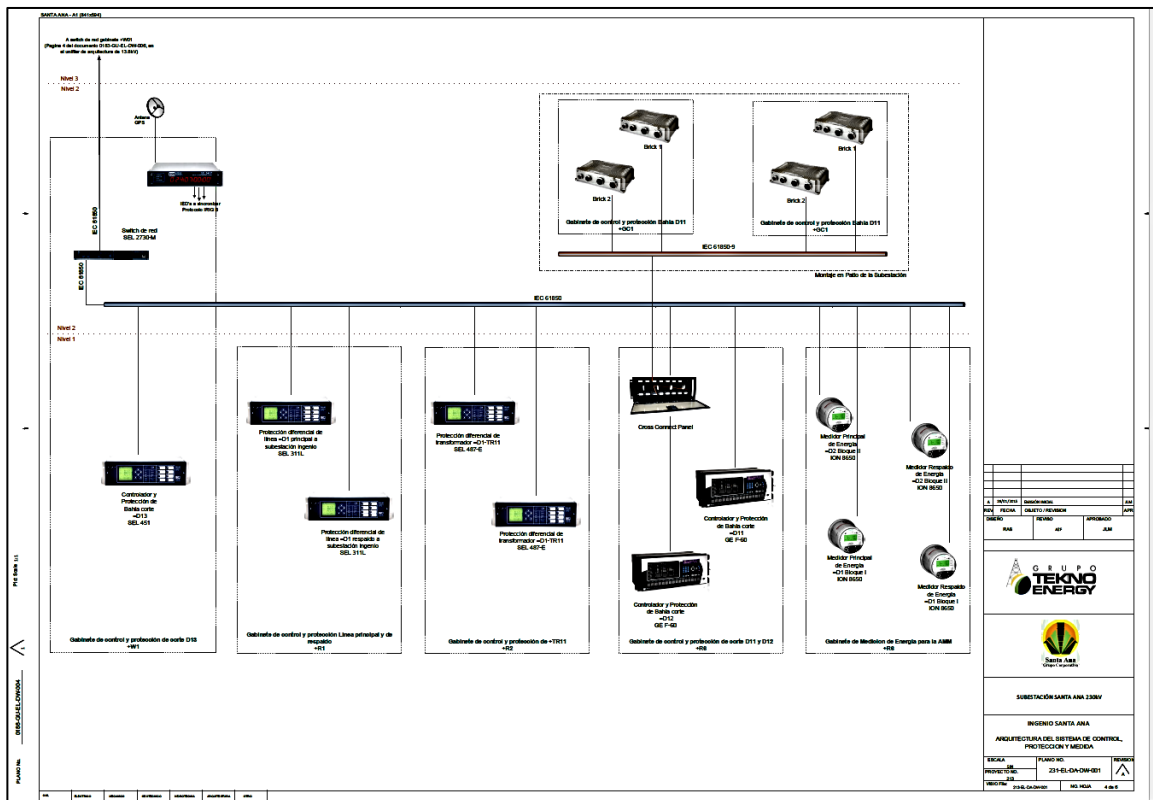
Figura 15. **Perfil de subestación 230 kV**



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

Para el control y protección del interruptor medio de la subestación 230 kV se utilizó el controlador de bahía SEL451, y para las dos bahías propias, relevadores General Electric F60 con unidades de *brick*. Todos especificados con la norma IEC-61850 y 100 % compatibles en protocolos de comunicaciones.

Figura 16. Arquitectura de red para subestación 230 kV



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

1.3. Proceso de generación de energía

El Ingenio Santa Ana utiliza residuo de la caña de azúcar (bagazo) como combustible. Esto para obtener una cogeneración aprovechando esta energía para comercializarla al SNI.

1.3.1. Térmica

Para la generación de energía eléctrica se lleva a cabo un proceso el cual consiste en el aprovechamiento del combustible primordial. En este caso es el bagazo de caña de azúcar y el carbón. Estos dos elementos son los que se utilizan para elevar la temperatura del agua, el cual se encuentra por medio de tubos en la caldera. Al llegar a altas temperaturas cambia de estado líquido a gaseoso ganando energía en forma de calor, este vapor es conducido a una turbina de vapor para liberar su energía y girar sus aspas. Con el movimiento giratorio creado se acopla una maquina eléctrica llamada generador la cual aprovecha el movimiento giratorio para producir electricidad.

En el proceso de pasar el agua de estado líquido a gaseoso se utilizan varios elementos. Estos se mencionan a continuación.

1.3.1.1. Caldera

En la caldera se encuentra el Hogar, lugar donde se quema el combustible y está todo el calor concentrado para ser transmitido al agua. Se encuentran varios sistemas de bandas transportadoras, motores, válvulas, sensores, entre otros.

Figura 17. **Caldera**



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

1.3.1.2. Precipitador electroestático (ESP)

Después de utilizar y quemar el combustible en la caldera se pasa por un proceso para evacuar el humo creado, pasando antes por la etapa de limpieza de partículas. Para atrapar dichas partículas volátiles se utiliza un sistema que funciona con principios electroestáticos. Esto para atrapar moléculas en el ambiente y concentrarlas en un solo lugar para después desecharlas.

Figura 18. **Martillos del precipitador electrostático**



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

Figura 19. **Acumulación de residuos**



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

1.3.1.3. Torre de enfriamiento

Para reducir la temperatura del agua utilizada en el proceso de evaporación se utilizan torres de enfriamiento. Exponiendo entonces el fluido a temperatura ambiente para llevarla rápidamente a un estado líquido por completo para reutilizarla en el proceso térmico.

Figura 20. Torre de enfriamiento



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

2. APLICACIÓN DEL BUS DE PROCESOS Y EL PROTOCOLO IEC-61850

La utilización de los protocolos de automatización y protección está enfocada al uso de estándares robustos que puedan realizar la comunicación, integración y protección de productos de diversos fabricantes. Ante esta problemática surge el protocolo IEC-61850 como estándar de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas.

2.1. Historia

Durante el proceso de la creación y mejoras de los equipos de control y protección IED's, se ha buscado establecer una comunicación pura con un sistema de comunicación. Esto para que los distintos fabricantes puedan intercambiar todo tipo de señales y comandos, para optimizar tiempo en trabajos de cableado y el tiempo de puesta en marcha.

Los primeros intentos empezaron en la década de 1990. Cuando EPRI (Electric Power Research Institute) lanzó UCA (Utility Communications Architecture). El fin era identificar el diferente protocolo de comunicación para mezclarlos con los de los demás fabricantes de los IED'S. Esto para tener una fácil comunicación entre los IED'S, subestaciones y centros de mando.

En 1994, EPTRI e IEEE trabajaron en la segunda fase que la llamarían UCA. 2.0, lanzada para establecer el protocolo de comunicación entre los diferentes dispositivos IED'S conectados a la red de la subestación. Paralelamente, para 1996, el comité técnico 57 de la IEC empezó a trabajar en

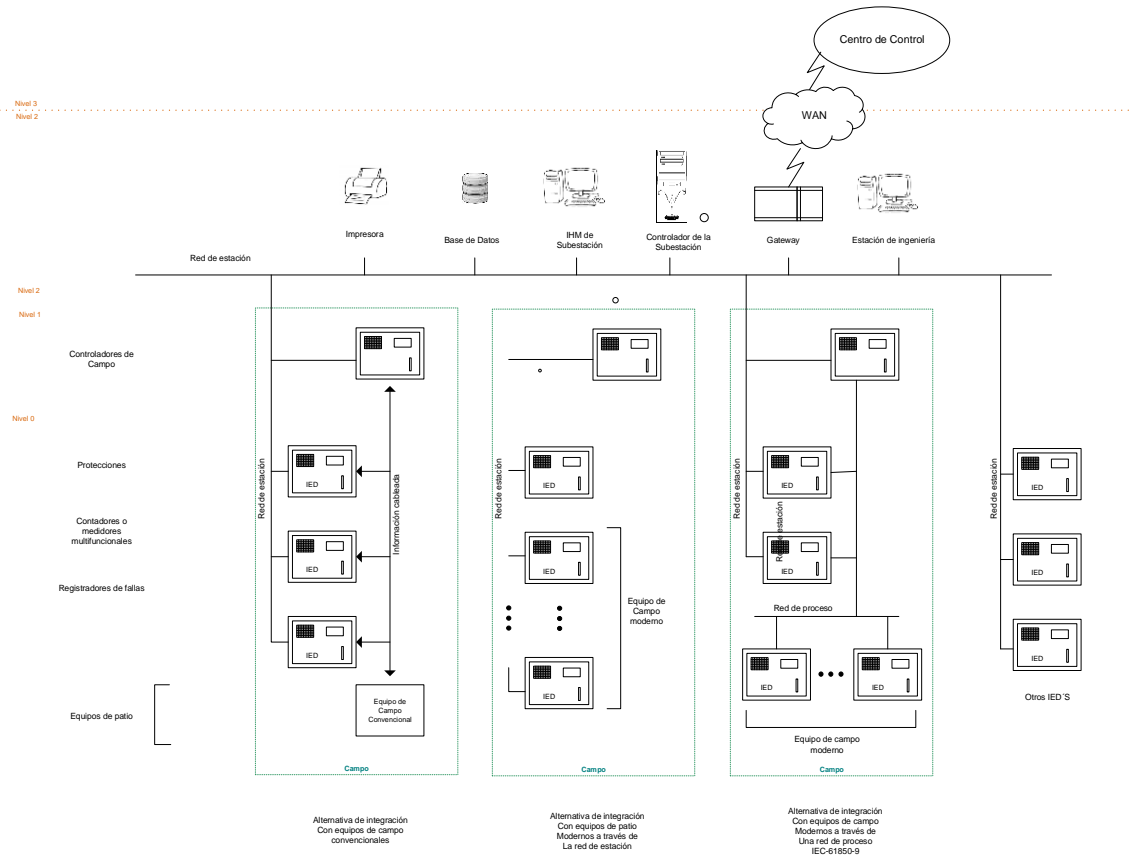
la normalización del IEC-61850. El propósito de esta norma era el mismo en el que ya se trabajaba UCA 2.0.

Es así como en 1997 los dos grupos se ponen de acuerdo para trabajar juntos en la definición de una normalización internacional que pudiera combinar el trabajo de ambos. Los resultados de esta armonización son UCA 2.0, publicado en 1999 por la IEEE en el documento técnico TR1550, y la normalización IEC 61850 *Communication networks and systems in substation*.

A la fecha de elaboración del presente texto, la normalización IEC 61850 no ha sido publicada en su totalidad. Se espera que para el futuro se imponga la infraestructura de comunicaciones de los sistemas SAS basada en esta normalización.

Aunque presenta diferencias en terminología, la IEC-61850 contiene casi toda la especificación UCA 2.0 e incorpora funciones adicionales, como se indica más adelante.

Figura 21. Arquitecturas de los sistemas de control



Fuente: HVM Ingenieros Ltda. *Altas y extra alta tensión, HVM.*

file:///C:/Users/Ctrl%20Studio/Downloads/Brochure%20HVM%20Ingenieros%20-%20Espa%C3%B1ol%20Ingles.PDF. Consulta: septiembre de 2015.

La arquitectura típica de un sistema de automatización para una subestación bajo la normalización IEC-61850 corresponde a la misma presentada en la figura 21, con las siguientes características:

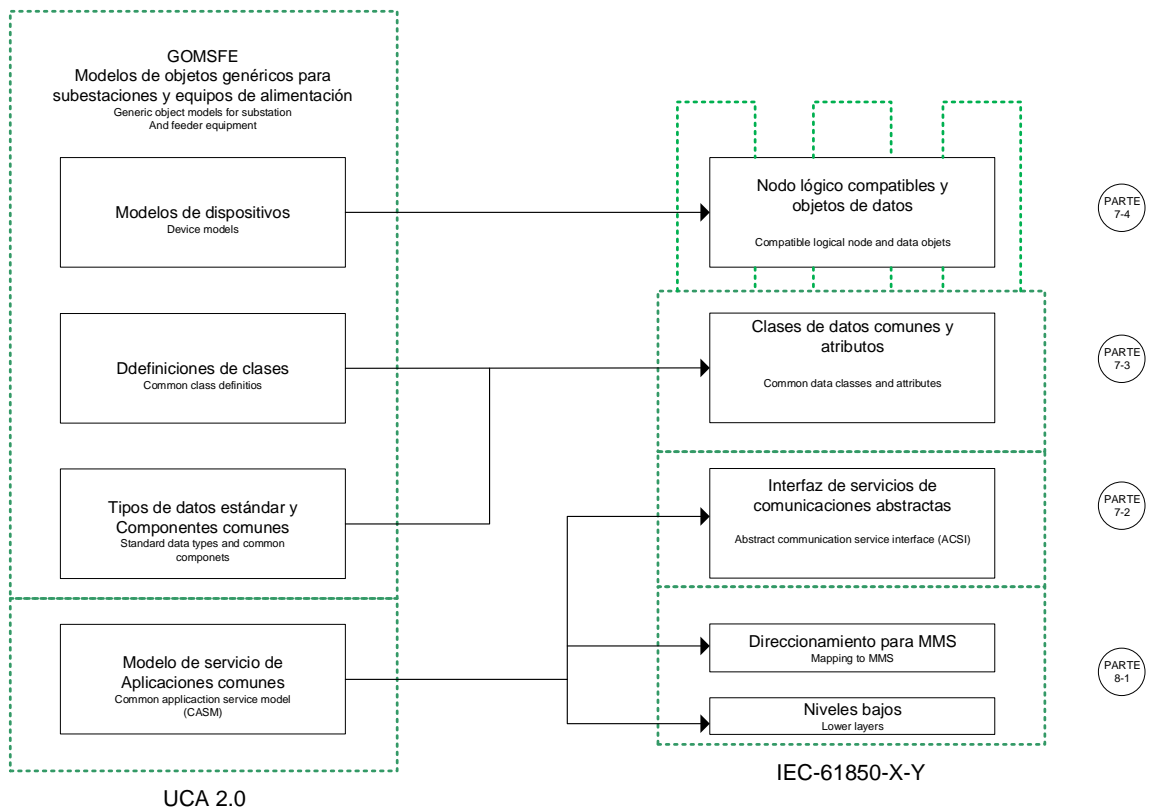
- La solución para los perfiles de las comunicaciones en subestaciones se basa en normas existentes, las cuales incluyen especificaciones de elaboración de mensajes (Manufacturing Messaging Specification –

MMS), con el servicio de mensajes en la aplicación de niveles, y Ethernet como vínculo de datos y niveles físicos dado su dominio del mercado, abundancia y bajo costo de los dispositivos o hardware de comunicación. MMS es una norma ISO 9506 (2003) usada para definición del lenguaje, servicios y semántica en IEC-61850, pretendiendo eliminar al máximo la necesidad de utilizar *gateways* y alcanzar la máxima interconectividad con los IED's al mínimo costo.

- Introducción de la red de proceso. Este es una alternativa que reemplaza por una red de comunicaciones el cableado convencional entre equipos de patio y los IED's de campo.
- La red de proceso involucra equipos de maniobra manejados a través de IED's en sus gabinetes de mando y el uso de transformadores de instrumentación inteligentes. Estos son transformadores de corriente y tensión electrónicos, no convencionales (bobinas de Rogowski), que estén en capacidad de transmitir los datos sobre la red de proceso, para uso de los IED's de control, protección y medida.
- Comunicaciones cliente–servidor y punto a punto a través del intercambio de mensajes GOOSE (Generic Object Orientated System-wide Events). Entre IED's que permite reemplazar la lógica cableada para coordinación de estos dispositivos (posiciones de equipos, alarmas, disparos y hasta funciones de protección como arranques de recierre, bloqueos, arranques falla interruptor, y otros) por comunicaciones a través de la red de estación y la red de proceso (esta última en el caso de una arquitectura basada en IEC 61850-9). Una vez detectado un evento, los IED's envían una múltiple transmisión para notificar del evento a los IED's que tienen registrados para recibir la información.

- Introducción de modelos de objetivos (UCA) o nodos lógicos (IEC) que definen formatos de datos comunes, identificadores y controles para IED's. Como cada fabricante de IED's debe poseer un archivo descriptivo en formato XML (Extensive Markup Language) el cual posee muchas de las mismas características del formato HTML de las páginas web. El importante distintivo es que no solo presenta los datos almacenados en el IED, sino que también provee instrucciones de cómo los datos dentro de él deben ser interpretados.

Figura 22. Incorporación de UCA 2,0 en la IEC-61850



Fuente: H MV Ingenieros Ltda. *Altas y extra alta tensión, H MV.*

file:///C:/Users/Ctrl%20Studio/Downloads/Brochure%20H MV%20Ingenieros%20-%20Espa%C3%B1ol%20Ingles.PDF. Consulta: septiembre de 2015.

La normalización IEC-61850 incorpora principalmente las siguientes funciones adicionales a la especificación UCA 2.0:

- Mensajes GOOSE expandidos
- Diferente modelo de control
- Introducción a la red de proceso
- Definición de la prueba de conformidad
- Definición de requerimientos generales de los dispositivos
- Definición de requerimientos de comunicaciones
- Lenguaje de ingeniería basado en XML

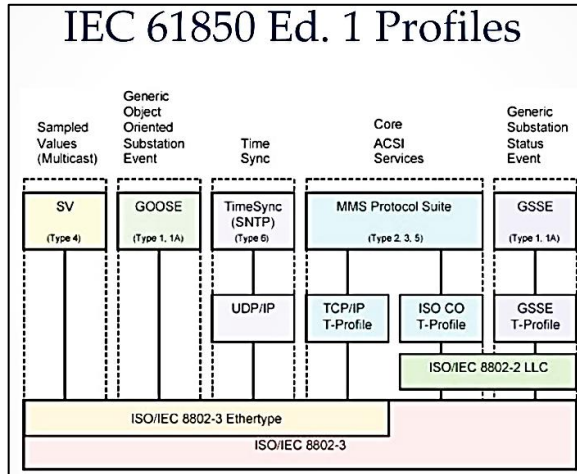
Es importante anotar que, aunque el propósito principal de la normalización IEC-61850 es la comunicación al interior de la subestación. También es aplicable a otros niveles de comunicación tales como:

- Intercambio de información entre subestaciones
- Intercambio de información entre subestaciones y centros de control
- Intercambio de información entre plantas de generación y centros de control
- Intercambio de información entre equipos distribuidos de automatización
- Intercambio de información para medida

La norma se encuentra estructurada en 14 módulos diferentes. La versión actual de la norma corresponde a la Ed.2 y fue publicada en septiembre de 2010.

En la primera versión, la Norma fue denominada: *Communication Networks and Systems in Substations*.

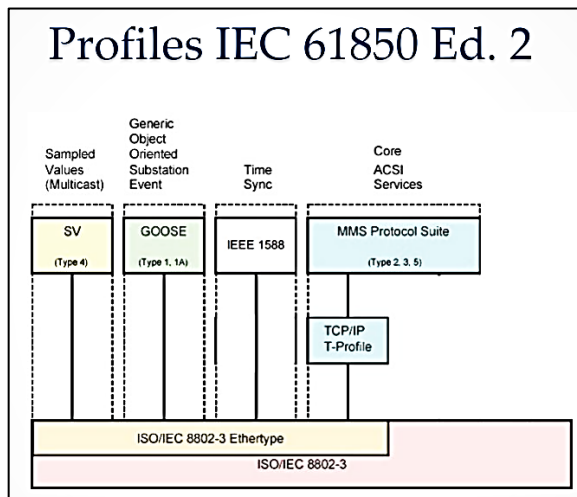
Figura 23. **Primera versión IEC-61850**



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 14.

La segunda versión de la Norma ha sido denominada: *Communications Networks and Systems for Power Utility Automation*.

Figura 24. **Segunda versión IEC-61850**



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 15.

La norma cuenta con 14 partes principales, provenientes de 10 capítulos. Estos capítulos son los siguientes:

- IEC 61850-1: Introducción y vista general
- IEC 61850-2: Glosario
- IEC 61850-3: Requerimientos generales
- IEC 61850-4: Sistema y administración del proyecto
- IEC 61850-5: Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos
- IEC 61850-6: Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización
- IEC 61850-7: Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores
- IEC 61850-8: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-MMS
- IEC 61850-9: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-SV
- IEC 61850-10: Pruebas de conformidad

2.2. Comunicación entre IED's

En la actualidad las subestaciones cuentan con dispositivos electrónicos inteligentes llamados por sus siglas IED. Estos cumplen funciones de protección y automatización en una subestación. Estos dispositivos cuentan con tecnología de microprocesadores, lo cual hace que se puedan integrar varias funciones de protección en un solo dispositivo y si es solicitado con la capacidad de manejar la Norma IEC-61850. Esto hace que este dispositivo tenga bastante maniobrabilidad tanto en comunicación como en protecciones.

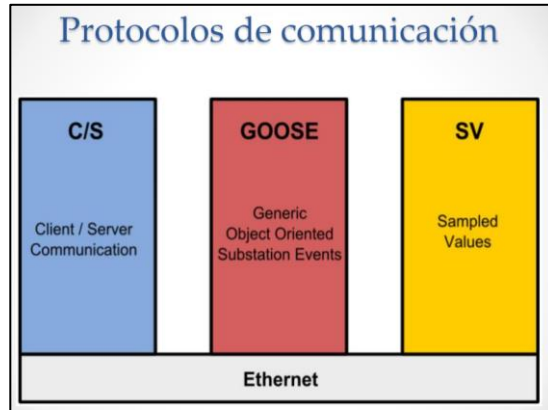
Los IED reciben las señales binarias y analógicas de los equipos de patio: seccionadores, interruptores, transformadores de potencial, transformadores de corriente, y otros. Estas señales llegan al dispositivo de forma binaria, con toda esta información se pueden armar lógicas y permisivos que hacen minimizar los errores de operación para mejor seguridad. Teniendo todos los datos y valores representativos de los equipos de patio de la subestación, estos tienen la capacidad de llevarlos a un sistema SCADA por comunicación de una red LAN. Pudiendo así lograr una automatización, teniendo lecturas reales y con la disponibilidad de mando de comandos para hacer maniobras y mantenimientos.

Los IED que tienen la capacidad de manejar el protocolo IEC-61850 poseen varias ventajas y flexibilidades. Con ellos proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

2.3. Mensajes GOOSE y Samples Values

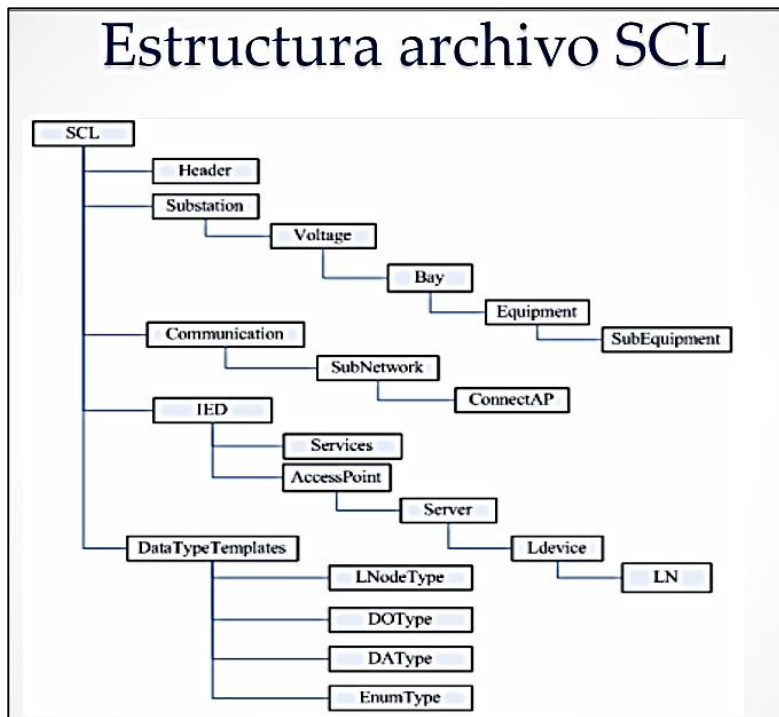
Los archivos fundamentales de SCL, definidos por el estándar, se encuentran representados por cuatro extensiones: o .ICD (IED Capability Description). o .CID (Configured IED Description). o .SSD (System Specification Description). o .SCD (Substation Configuration Description).

Figura 25. **Protocolos de comunicación**



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 16.

Figura 26. **Estructura de archivo SCL**

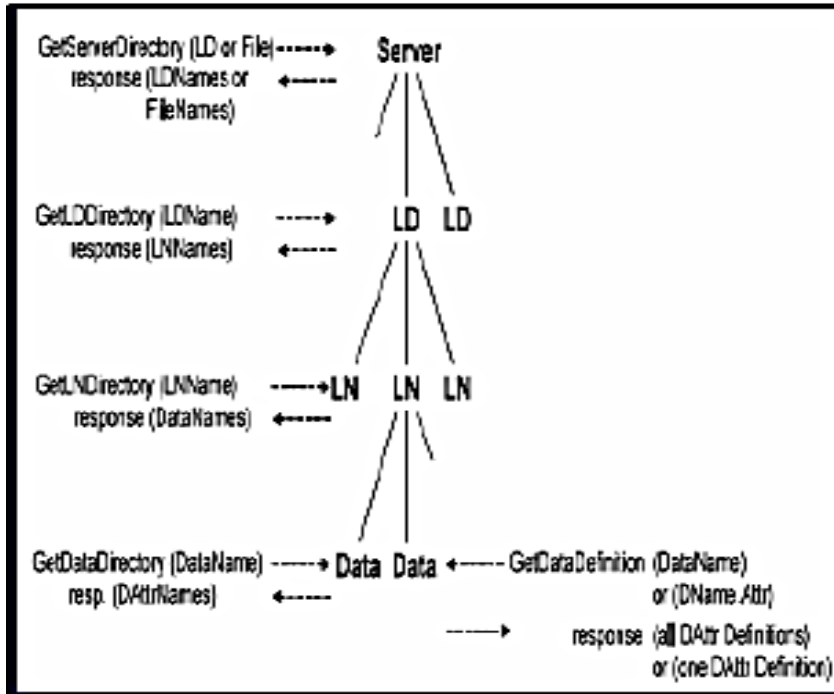


Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 39.

- Estructura básica de comunicación
 - Servicios de Comunicación Abstractos (ACSI): hace referencia a la comunicación ACSI en las subestaciones.
 - Clases de datos (CDC): especifica tipos comunes de atributos y clases de datos, relacionados con las aplicaciones de la subestación.
 - Clases compatibles de nodos lógicos y datos: especifica los nombres de nodos lógicos y de datos compatibles para hacer posible la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's). Presenta la relación entre los Nodos Lógicos y los datos.

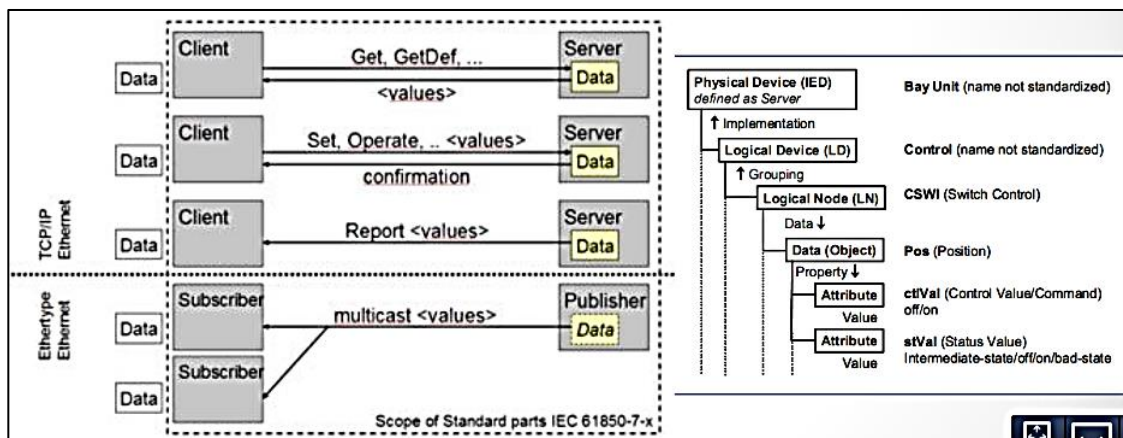
- Modelo de información ACSI para IED's
 - Server (Servidor): representa lo que se ve externamente de un dispositivo.
 - LD (Logical Device, Dispositivo Lógico): contiene la información producida por un grupo de funciones de aplicación específica. Las funciones son definidas como nodos lógicos.
 - LN (Logical Node, Nodo Lógico): contiene la información producida por una función específica.
 - Data (Dato): provee medios para definir el tipo de información contenida en LNs.

Figura 27. Modelo de información ACSE para IED's



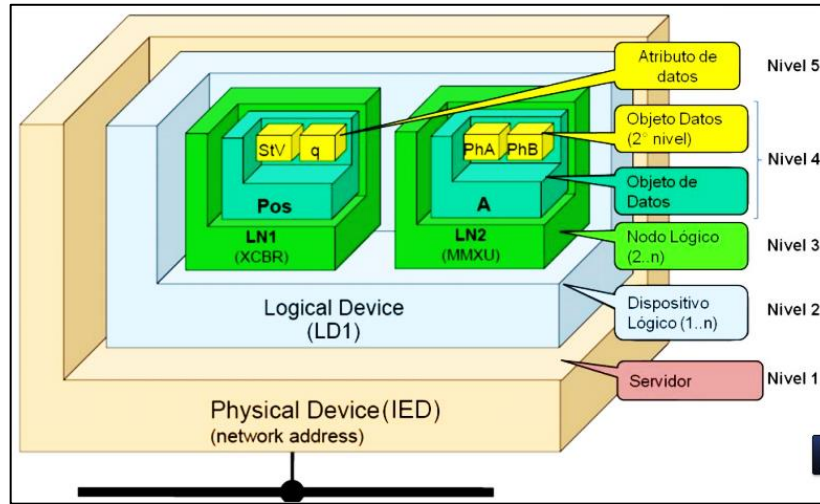
Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 44.

Figura 28. Modelo 2 de información ACSI para IED's



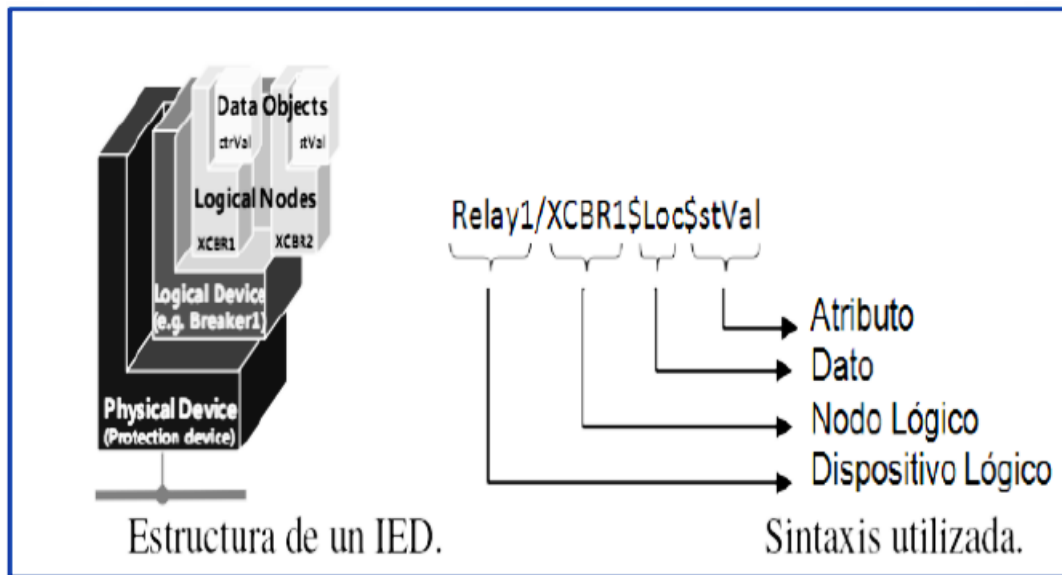
Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 45.

Figura 29. Vista global del modelo de datos



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 46.

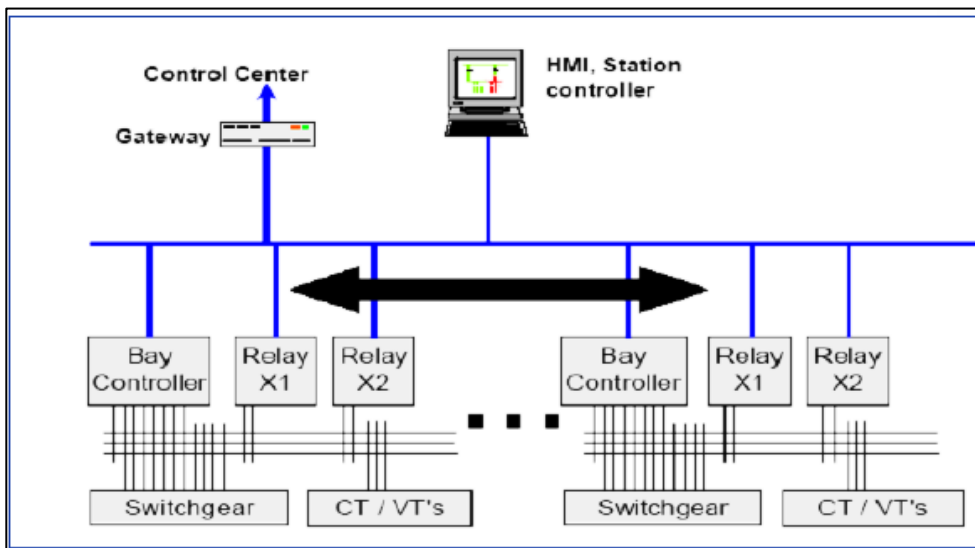
Figura 30. Estructura de un IED



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 47.

El modelo de servicios de mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), envía la información del estado que ha cambiado y del resto de *Data –Set*.

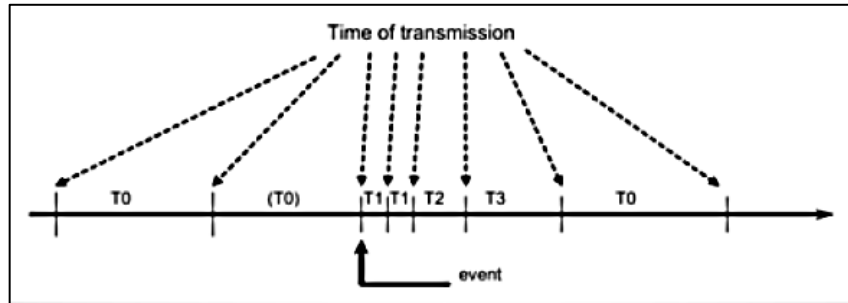
Figura 31. Mensajería GOOSE



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 54.

- Transmisión de un mensaje GOOSE
 - T0: indica que se producen transmisiones de estabilidad, no se producen eventos durante un largo periodo de tiempo.
 - (T0): indica que el periodo de retransmisiones en condiciones estables puede resultar más corto al producirse un evento.
 - T1: es el menor tiempo de transmisión de un evento, se retransmite el mensaje inmediatamente.
 - T2 y T3: son los tiempos de retransmisión que se va duplicando hasta retornar a condiciones estables.

Figura 32. Transmisión de mensajería GOOSE



Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 55.

- Tipos de mensajes:
 - Tipo 1: mensajes rápidos
 - Tipo 1A: disparos
 - Tipo 2: mensaje de velocidad media
 - Tipo 3: mensaje de baja velocidad
 - Tipo 4: mensaje de datos puro
 - Tipo 5: funciones de transferencia de archivos
 - Tipo 6: mensaje de sincronización de tiempo

Figura 33. Tipos de mensajes GOOSE

Message Type			Req. Time
Fast Messages	Type 1A "Trip"	Perform. Class P1	10 ms
		Perform. Class P2/3	3 ms
	Type 1B "Others"	Perform. Class P1	100 ms
		Perform. Class P2/3	20 ms
Medium Speed Messages			100 ms
Low Speed Messages			500 ms
File Transfer Functions			1000 ms

Fuente: KALKITECH. Presentación: *ASP-Clase_IEC61850_02_2014*, diapositiva 56.

2.4. Ventajas y características

Estas son notorias en la facilidad y mejora de la producción en el ingenio.

- Permite la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes que son instalados en una subestación.
- Posee un lenguaje estandarizado para realizar la descripción de la configuración de una subestación. Esto facilita las acciones de ingeniería y mantenimiento de los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS).
- Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.
- Define servicios auxiliares del sistema: requisitos de fiabilidad, disponibilidad del sistema, integridad de datos, entre otros.
- Intercambio de datos a alta velocidad (infraestructura Ethernet).

2.5. Tecnología de General Electric bus de procesos

La tecnología que se describe a continuación es un sistema llamado HardFiber con un bus de procesos creado por GE Multilin. Es un sistema de entradas y salidas remotas diseñada con una arquitectura para la protección, control, seguimiento y medición. Reemplaza todo cableado de cobre entre el equipo de patio (interruptor, seccionador, CT's, PT's, etc.) con fibra óptica estándar. El sistema incluye todos los componentes físicos necesarios para la instalación: relés, fibra óptica de cables predeterminados, conexión cruzada de fibra en paneles, conectores de cable de cobre de fábrica.

Con este nuevo sistema se crea un nuevo dispositivo el cual GE le llamo *brick* el cual implementa el concepto de IEC-61850-9 como unidad de fusión,

ampliado para conectar ópticamente relés con todos los tipos de entrada y salida de las señales de patio. Estos son compatibles con los relés Multilin universal Relay (UR series) reemplazando el cableado de cobre de los dispositivos y la caseta de control con componentes prefabricados que utilizan interfaces físicas y lógicas estándar. Acortando el tiempo de implementación, reduce las necesidades de mano de obra, facilita la transferencia de trabajo, mejora la calidad, simplifica la adquisición y mejora la seguridad.

El sistema HardFiber utiliza específicamente los dispositivos de la serie UR, los cuales se han utilizado hasta la fecha y seguirán utilizando fuera del sistema HardFiber. El transformador de corriente (CT), el transformador de voltaje (PT), señales binarias de contactos de entrada y salida se sustituyen con un módulo digital multiplexor en el relevador, de modo que estas señales son ópticas en lugar de señales de cobre con la interfaz del dispositivo UR.

El balance de equipos de relevadores, el *firmware*, la funcionalidad, el software de configuración y la documentación no se modifican. Los módulos de tarjetas de procesos y el conexionado tradicional de entrada y salida son lógicamente intercambiables. El personal entrenado en la serie UR requiere solo una actualización menor relacionada con el sistema HardFiber. Ajustes y plantillas de aplicaciones son desarrolladas para dispositivos de la serie UR aplicables con la menor modificación necesaria para configurar las entradas y salidas remotas de los *bricks*. Los procedimientos de análisis y *scripts* de prueba automatizados requieren solo pequeños ajustes para adaptarse a la HardFiber del sistema.

La función principal de los *bricks* es limitar la cantidad de cableado de cobre de patio hacia la caseta de control como sea posible y proporcionar señales digitales transparentes en una interfaz unificada en los relés. Los *bricks*

son convertidores de señales simples, a diferencia de dispositivos electrónicos inteligentes (IED's). Los *bricks* no tienen ajustes, ni una interfaz hombre-máquina (HMI) o *firmware* nativo.

Los datos de entradas y salidas remotas hasta los *bricks* implementan las bases del protocolo de bus de procesos IEC-61850. Como aclaración el protocolo IEC-61850 no está obligado a implementar un sistema HadFiber.

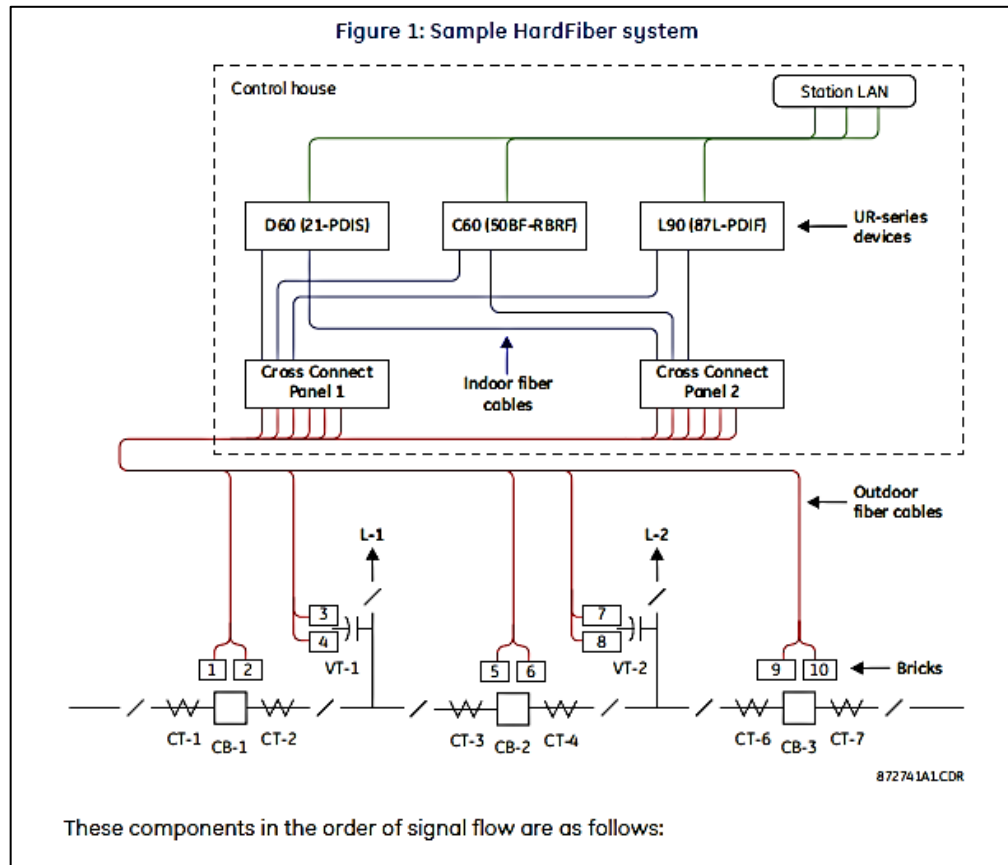
El sistema HadFiber no requiere software de configuración para organizar y utilizar los datos del bus de proceso de los *bricks*. La configuración del sistema es en el relevador como se practica habitualmente, utilizando el software gratuito EnerVista.

También incluye los cables y accesorios necesarios para conectar el relevador UR con el sistema HardFiber. Todos los cables (fibra interior, fibra exterior y cobre) están clasificados para uso directo sin equipo de protección adicional. Todos los cables están predeterminados y probados con el fin de acelerar la entrega de fábrica, mejorar la calidad y reducir los requerimientos de mano de obra en el sitio.

Como resultado se necesitan datos de longitud del cable. Esta parte se convierte en un punto muy importante y crucial para el proceso de ingeniería. Desde el punto de vista de la instalación no exige nuevas habilidades, herramientas o pasos para la puesta en marcha.

El bus de proceso HardFiber, física y lógicamente no guardan relación con la integración de otros protocolos. Esto es como DNP 3.0, Modbus y EGD. Estos siguen con el apoyo de la serie de relevadores UR.

Figura 34. **Arquitectura de comunicaciones HardFiber**



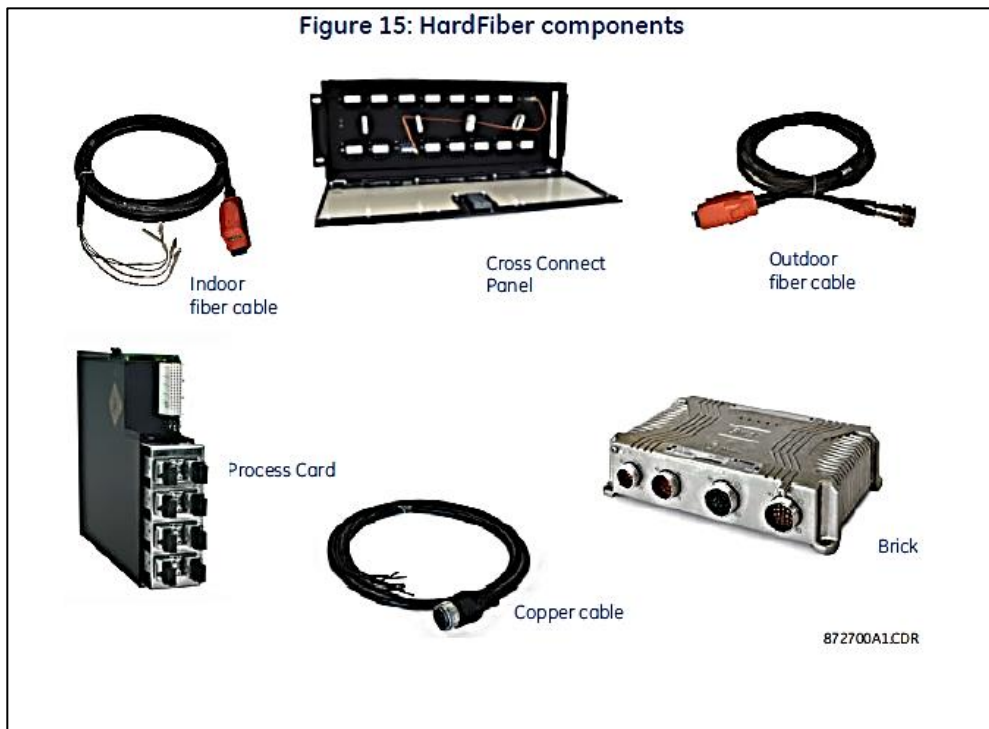
Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 45.

Los componentes que integran esta arquitectura de flujo de señales son las siguientes:

- *Bricks*
- Cables de cobre
- Los cables de fibra al aire libre
- Panel de conexión interna
- Los cables de fibra interior

- Relés UR series con tarjetas de proceso

Figura 35. Componentes HardFiber



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 47.

A continuación una explicación breve sobre la manera de conectar y funcionamiento del sistema HardFiber.

Los cables de cobre hacen las conexiones con las señales binarias de entrada y salida de los equipos en patio (interruptores, seccionadores, CT's, PT's, y otros) estos a su vez están conectados al *brick*.

Los *bricks* convierten las señales binarias y análogas (corriente y voltaje) a señales digitales vía fibra óptica.

Los cables de fibra al aire libre hacen la conexión óptica entre los *bricks*, ubicados en el patio y los paneles de conexión cruzada en caseta de control. Esta fibra óptica también se utiliza para suministrar energía al *brick* a través de un par de hilos de cobre incrustado en el cable de fibra.

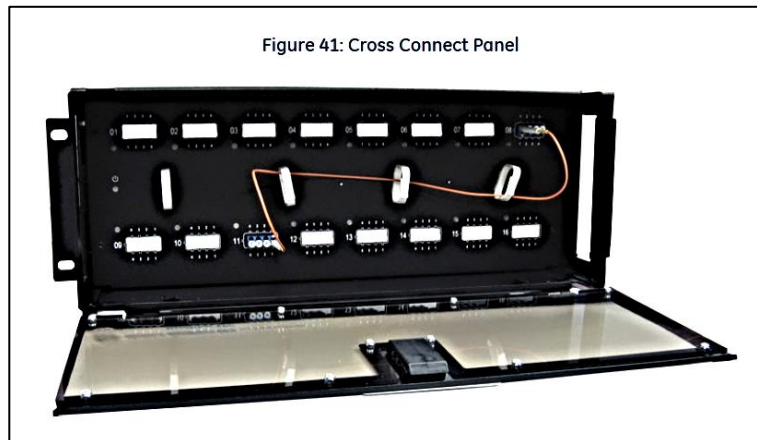
Los paneles de conexión cruzada son donde se encuentran las conexiones de fibras exteriores y las de interiores. Esto por medio de *patch core*, donde se pueden hacer conexiones asociando los relevadores con los *bricks* según la determinación de la topología de conexiones. Además, los paneles distribuyen la alimentación DC a los *bricks* a través de los cables de fibra óptica al aire libre.

Los cables de fibra interior hacen la conexión óptica entre los puertos de bus de procesos de los relevadores y el panel de conexión cruzada.

Las tarjetas de proceso de los relés UR, procesan las señales ópticas digitales del *brick*.

Los componentes del sistema HardFiber incluyen todo el material para el bus de procesos. No se necesita adicionar componentes tales como: *switches* Ethernet, relojes GPS o sistemas de distribución para los mismos.

Figura 36. **Conexión cruzada de *bricks* y IED's**



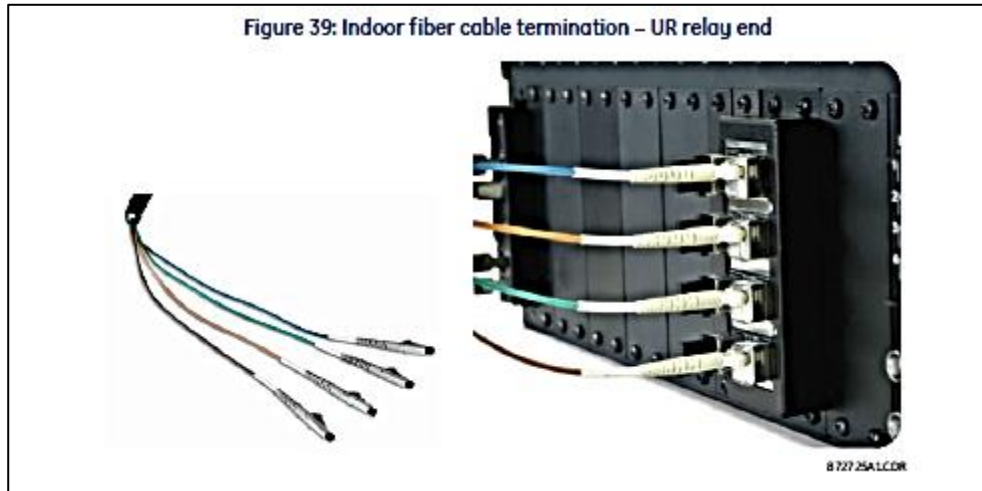
Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 51.

En la figura también se muestra que un relevador UR puede interactuar con varios dispositivos de *bricks* instalados en diferentes lugares dentro de la subestación. Por esta razón, la tarjeta de procesos tiene ocho puertos ópticos de fibra óptica, permitiendo que cada dispositivo UR pueda conectarse a ocho *bricks* al mismo tiempo.

Para las conexiones de fibra óptica a los puertos de las tarjetas de procesos a todos los núcleos del *brick*. Estos son traídos por cables de fibra óptica del interior del Panel de conexión cruzada. Aquí, cada cable de fibra se ha dividido por sus cuatro núcleos teniendo un conector óptico tipo LC. Por lo tanto, los caminos ópticos dedicados, de punto a punto, se crean entre los relevadores y *bricks* sin interrupciones o por medio de componentes activos en su enlace.

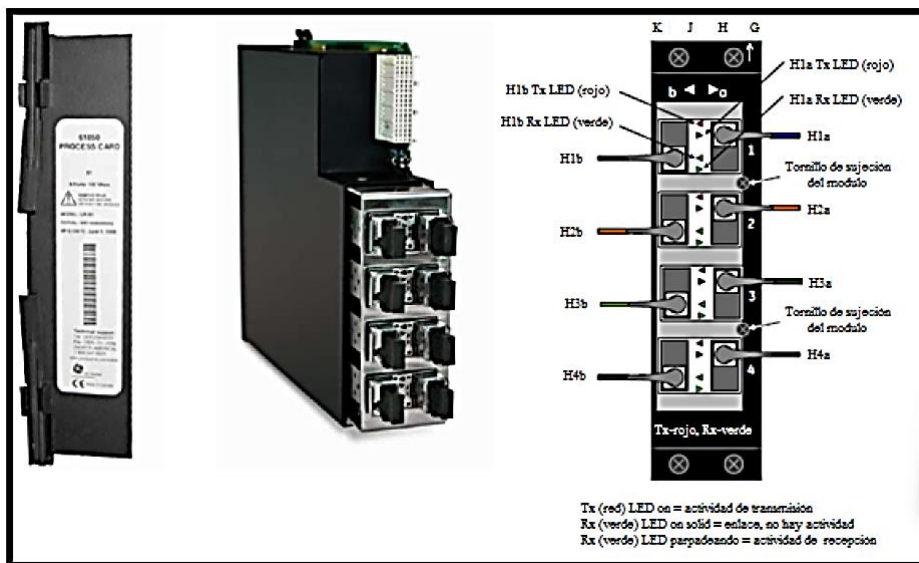
Esta aplicación de conectar directamente el *brick* con el relé sin pasar por algún dispositivo, es lo que da el nombre de HardFiber.

Figura 37. Núcleos de *bricks* y tarjeta de procesos en IED's



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 55.

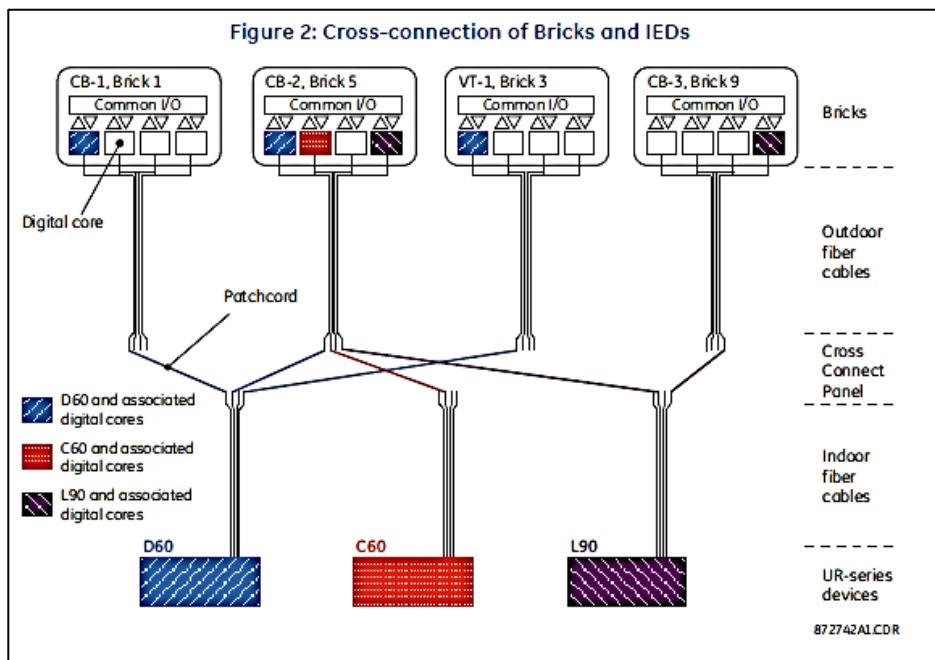
Figura 38. Tarjeta de proceso en IED



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 57.

Este enfoque se aprovecha del hecho de que un relevador necesita hablar con solo los pocos *bricks* que tienen de entrada o salida relacionadas con la función que se parametrizó y que solo unos pocos relevadores están interesados en recibir señales del *brick*. Estas conexiones de relevador al *brick* serán poco necesarias ya que rara vez cambiarán, seguramente solo cuando esta subestación tenga cambios de configuración o expansión. El número de puertos en las tarjetas de proceso (ocho) y el número de núcleos en un *brick* (cuatro) han sido elegidos para cumplir y exceder los requisitos de todas las aplicaciones típicas.

Figura 39. **Conexión del *brick* y IED's**



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 58.

En la figura 39 se puede observar como un *brick* le puede dar toda la información que esta cableada al mismo, a diferentes relés, como en la figura.

El *brick* 5 proporciona a los relés D60, C60 y L90. Y de forma contraria un relé solicita información de dos *brick*, en este caso del *brick* 1 y *brick* 3 al relé D60.

Para una mejor optimización de recursos en el proyecto de la subestación del ingenio Santa Ana fue implementado un gabinete concentrador, donde se concentran las señales de seccionadores, interruptores, transformador de corriente y transformador de potencial. En él se encuentran instalados dos *bricks*, para tener capacidad de obtener todas las señales binarias y señales análogas con redundancia. Con este método se reduce la distancia de los cables de cobre que salen del *brick*, reduciendo costos, logrando mantener la clasificación y protección de las señales ante el ambiente exterior.

Para las conexiones se utilizó bornes especiales para hacer pruebas de inyección de corrientes, voltajes de forma convencional y la interrupción del disparo para la realización de pruebas para mantenimiento.

Figura 40. **Gabinete concentrador instalado en el Ingenio Santa Ana**



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

2.5.1. Ventajas

Estas son notorias en la facilidad y mejora de la producción en el ingenio, las ventajas son:

- El sistema de HardFiber reduce considerablemente los multiconductores de cobre para las conexiones entre los equipos de patio y el IED instalado en la caseta de control. Siendo este reemplazado por fibra óptica, *brick* y una corta distancia de multiconductores de cobre.
- Cabe mencionar que también se reduce el montaje de varios multiconductores en canastillas de las trincheras, sustituyéndolas por un solo cable de fibra óptica por *brick*. A esta instalación se puede adicionar la probabilidad de error humano al hacer las conexiones, conectando mal los bornes y mal apriete en los mismos.
- El intervalo de muestreo del *brick* va de 10 a 0,1 ms. En este tiempo se está constantemente interrogando los valores de corriente, tensiones, contactos de entrada y el monitoreo de los contactos de salida.

2.5.2. Contactos especiales

Es el desarrollo y la producción de contactos y piezas no estándar en metales no ferrosos y metales preciosos.

2.5.2.1. Entradas de corriente alterna

El *Brick* cuenta con contactos de entrada de corriente alterna que son las encargadas de adquirir las referencias de tensión y corriente secundarias. Estas pueden ser especificadas como 1 A o 5 A y para la tensión entre 50 y 240 V.

Figura 41. **Especificación de las entradas CA**

Tabla 5. 3 Especificaciones de las entradas de CA

Entradas de CA					
Corrientes			Tensiones		
Corriente	1 o 5 A		Tensión	50.0 a 240V	
Frecuencia	20 a 65 Hz		Frecuencia	20 a 65 Hz	
Prestación	<0.2 VA		Prestación	<0.25VA a 120 V	
Rango de conversión	0 a 46 x ln RMS simétrico		Rango de conversión	0 a 260 V RMS	
Corriente soportada	20 ms	250 ln	Tensión soportada (fase-neutro)	Continuo	260 V
	1 s	100 ln		1min/hr	420 V
	Continuo	3 ln		10<U<50V	±0.5% de lectura
Exactitud	0.1 ln <1<2ln	±0.25% de lectura	Exactitud	50<U<120V	±0.25% de lectura
	1 > 2ln	±0.1% ln ±1.0% de lectura		120<U<208V	±0.5 de lectura

Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 62.

Los *bricks* tienen capacidad limitada en las entradas de CA, donde solo soporta una combinación entre entradas de corriente y voltaje. Por lo cual se tiene que dimensionar ante cuatro opciones que se muestran en la siguiente figura.

Figura 42. **Combinación de entradas CA**

Table 2: Brick variants

Order code	Brick inputs and outputs		
	Connector D		
	AC currents		AC voltages
	1 A	5 A	
BRICK-4-HI-CC11	8	---	---
BRICK-4-HI-CC05	---	8	---
BRICK-4-HI-CV10	4	---	4
BRICK-4-HI-CV50	---	4	4

Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 63.

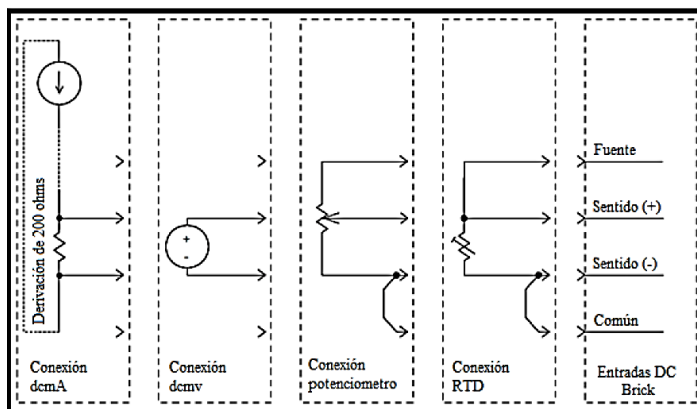
Esto confirma que tiene capacidad de recibir dos juegos de entradas de CT, como para una diferencial de transformador incluyendo una entrada analógica para el neutro, con un secundario de 1 A o de 5A. Y para una protección de línea a distancia donde se contempla una entrada de voltaje y corriente para el cálculo de las protecciones necesarias.

2.5.2.2. Entradas de corriente directa

Se utilizan para mediciones relativamente pequeñas. El equipo posee 3 entradas de esta clase, las cuales se pueden configurar como:

- Resistencia sensor de temperatura (RTD) 100Ω de níquel, 120Ω de níquel y 100Ω de platino
- Transductores
- Miliamperímetro (DCmA): 0-1mA, 0-5m A, 0-10m A, 0-20m A o 4-20m A.
- Posición Tap: (DCmV): -10 a 10m V.
- Potenciómetro: 2kΩ a 20Ω

Figura 43. Entradas de corriente directa



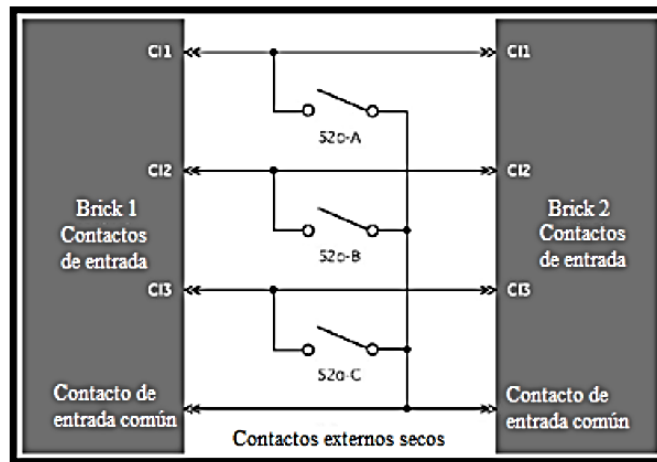
Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 65.

2.5.3. Contactos de entrada

El *brick* cuenta con 18 contactos de entrada. Esto para obtener la información binaria del equipo de patio como: estados de los equipos, señalizaciones, alarmas, bloqueos, y otros. Todos los contactos poseen una tensión de 24 Vcc, con la polaridad generada por el mismo *brick*.

El *brick* cuenta con la disponibilidad de que los contactos de entrada de dos o más *bricks* pueden ponerse en paralelo para tomar el estado de un solo contacto, como se muestra en la figura.

Figura 44. Contactos de entrada en paralelo



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p.68.

2.5.4. Contactos de salida

Para los contactos de salida el *brick* cuenta con tres tipos, cada uno para un uso específico. Estos son:

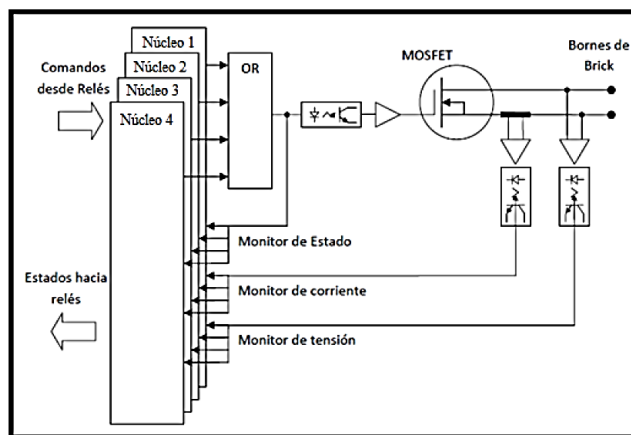
2.5.4.1. De estado sólido

Cada *brick* cuenta con 4 contactos de salida de estado sólido (contactos SSR). Estos están diseñados para actuar directamente con las bobinas que activan el disparo y cierre de los interruptores o seccionadores debido a que son capaces de interrumpir corrientes muy altas.

Además, poseen monitores de tensión y de corriente. Los primeros se pueden utilizar para la supervisión del circuito de disparo y los segundos para verificar la presencia de corriente durante la operación de un disparo y monitorear el instante de apertura del contacto auxiliar del interruptor usualmente en serie con la bobina de disparo.

Un contacto SSR se cierra si es que alguno de los núcleos digitales recibe un “1”, desde un IED asociado, para ese contacto. Antes de ejecutar una de estas órdenes, se ejecutan varios chequeos de seguridad. Si alguno de estos falla, la orden es ignorada, y por un tiempo esa orden inválida es vuelta a analizar.

Figura 45. Contactos SSR del *brick*

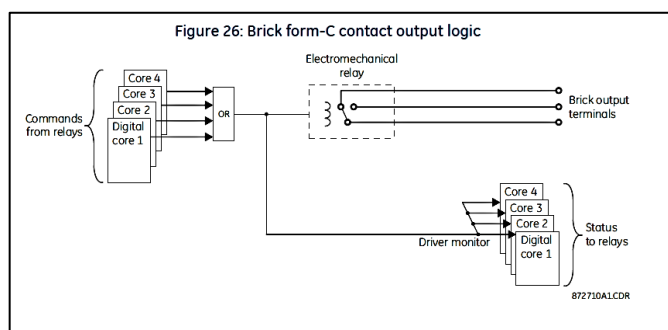


Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 70.

2.5.4.2. Contactos tipo C

El equipo cuenta con 2 contactos tipo C. La energización de los contactos y la seguridad de las órdenes son iguales que para las salidas de estado sólido.

Figura 46. Contactos tipo-C



Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 73.

2.5.4.3. Contacto Sellado

Estos contactos están diseñados para aquellas aplicaciones donde el contacto no debe cambiar de posición excepto por una orden explícita. Cada *brick* posee un contacto de estas características.

El contacto se abre si recibe una orden abrir de alguno de los núcleos digitales. Para el caso de cerrarse, lo hará si recibe una orden cerrar de alguno de los núcleos digitales y si no hay una orden de abrir de algunos de los núcleos digitales. En otras palabras, el contacto abierto dominante, es apropiado para aplicaciones de seguridad. El control de seguridad es igual que para los dos casos anteriores.

2.5.5. Desventajas

Estas perjudican en la facilidad de la producción en el ingenio.

- Para el funcionamiento de los relevadores UR se debe montar la tarjeta de bus de procesos. Es importante notar que cuando el relevador está preparado para funcionar con el sistema HardFiber no se pueden agregar entradas analógicas convencionales. Si bien esto es una limitación, vale recordar que cada relé se puede comunicar con hasta 8 *bricks* lo que arroja la posibilidad de tomar un gran número de corrientes y tensiones (además se puede comunicar con otros IED y obtener datos a través del bus de estación).
- Para el caso del sistema HardFiber resulta difícil pensar en una peineta de prueba, dado que esta debería interrumpir señales ópticas. Además, un *brick* puede estar compartido hasta por cuatro relés distintos, y mientras uno está en prueba el resto debe continuar en servicio.
- El relevador UR, junto a la tarjeta de proceso consiste en una prueba no convencional donde el procedimiento aísla la zona de prueba, haciendo modificaciones requeridas. Estos como el reemplazo de hardware, cambio de ajustes o *firmware*, hacer las pruebas necesarias y finalmente restablecer el servicio del equipo.
- Los relevadores UR cuentan con un comando de usuario que pone el relevador en modo de prueba, dando una indicación en el frente del mismo *Test Mode*. Este comando corta todos los contactos de salidas asociadas al relé a través de *bricks*. Esto sería equivalente a cortar todos

los contactos de salida como lo que se hace físicamente con la peineta de prueba en los relés convencionales.

- La otra opción es hacer inyecciones convencionales desde las terminales de cobre de los cables del *brick*. Para este caso hay que considerar que las inyecciones será enviadas al bus de proceso donde otro relé puede estar suscrito y activar funciones de protección de un relé que no se esté evaluando o calibrando.
- Establecer la longitud de cable de fibra y cobre de los *brick* por tener que pedirlos a fábrica con una medida.
- Actualmente el único fabricante que ha desarrollado IED's capaces de comunicarse con el SHF es Multilín, GE, aunque cabe mencionar que las empresas Areva y Artech tienen implementaciones en prueba. Multilín ofrece en su línea de relés universales la posibilidad de agregarle la tarjeta de proceso y así que estos puedan trabajar con el sistema HardFiber.

2.5.6. Autoevaluación de funcionamiento

El HardFiber contiene una gran cantidad de diagnóstico para anunciar problemas con el hardware o con la configuración. Una vez que ocurren estos diagnósticos muestran el estado del sistema de la manera siguiente:

- Led indicadores en el *brick*
- Led indicadores en el administrador de fibras
- Led en la parte trasera de la tarjeta de proceso.
- A través del software Enervista cuando se está conectado al IED

- Los mensajes por errores en los autodiagnósticos se muestran en el display frontal del IED

Figura 47. **Indicaciones de led del *brick***

Tabla 5. 2 Operación de los LED indicadores de estado

Indicador LED	Condición del núcleo analógico	Condición del núcleo digital
Apagado	Apagado	Apagado o ninguna señal óptica recibida
Verde	Núcleo en buen estado y contacto de enclavamiento cerrado	Núcleo en buen estado y todos los comandos están desactivados
Verde parpadeante	Núcleo en buen estado y contacto de enclavamiento abierto	Núcleo en buen estado y por lo menos un comando está activado
Rojo	Error detectado en el núcleo	Error en el núcleo o portador sano pero tráfico no válido

Fuente: Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. p. 79.

De esta manera, ante cualquier inconveniente que pueda surgir, se tiene un variado grupo de indicaciones que lo indican y a través de los cuales se puede resolver el problema suscitado.

2.5.7. Autodiagnóstico

Los problemas encontrados en el ingenio se describen a continuación.

- Desajuste mayor de equipos
- Falla mayor de módulo
- Falla mayor de bus de proceso
- Problema menor en *brick*

El *crosschecking* es una función que puede bloquear el relé de protección como respuesta a una pérdida de corrientes o tensiones análogas. Esto porque

la lectura no está disponible o por una discrepancia entre dos lecturas provenientes de distintos orígenes.

Esta función solo bloquea elementos de protección. Medición, valores actuales, oscilografías y otras funciones no son inhibidas.

La función *crosschecking* se puede configurar según tres opciones. De menor a mayor rigurosidad se tiene:

- *None* (ninguno)
- *Dependability biased* (fiabilidad parcial)
- *Security biased* (seguridad parcial)

El *crosschecking* se ajustará en *None* para un grupo de tensiones y corrientes que intervengan en funciones que no sean de protección, como por ejemplo un grupo de corrientes empleadas para medición. Se ajustará en seguridad parcial para funciones de protección como por ejemplo una protección diferencial de transformador.

3. IMPLEMENTACIÓN PARA EL CONTROL DE BAHÍAS CON EL BUS DE PROCESOS

El lugar de implementación del bus de procesos fue la subestación de configuración interruptor y medio en 230 kV, en donde se instaló todo el control y protección. Esto bajo la Norma IEC-61850, con la diferencia que el interruptor medio, se trabajó con relevadores SEL y los interruptores propios con relevadores GE con el bus de procesos.

Para la instalación del sistema de control, protección y medida (PC&M) se utilizó un relevador SEL451 definido para controlar la bahía media de una forma convencional y clásica, y relevadores GE F60 para las bahías propias. Esto aplicando la tecnología *margin untis* del fabricante General Electric con la innovación de *bricks* para la optimización de recursos y costos. Esto fue instalado por primera vez en Guatemala.

Para el diseño de adquisición de señales binarias y analógicas del interruptor medio, se utilizó multiconductores de cobre directamente hacia el relevador. Esta forma convencional es utilizada actualmente siendo muy efectiva, este relevador tiene la capacidad de manejar el protocolo IEC-61850-8, que manda mensajes MMS y GOOSE para ser usados para intercambio de señales a otros IED's y niveles superiores de comunicación.

A manera que la tecnología va evolucionando los diferentes fabricantes van innovando y desarrollando cada vez más, como lo es el caso de General Electric. Este innovo utilizando el protocolo IEC-61850-9, donde presenta un bus de procesos, utilizando una unidad *brick*, ya descrita en el capítulo 2. Esta

forma no convencional, encontró aplicación para las dos bahías propias para complementar el interruptor y medio. Diseñando bajo este método se optimizó tanto en la obra civil, tareas de conexionado, posibilidades de error y tiempo en operación de la subestación.

En la siguiente tabla se presentan las comparaciones que tuvieron impacto a la hora de montar y poner en servicio dichas bahías.

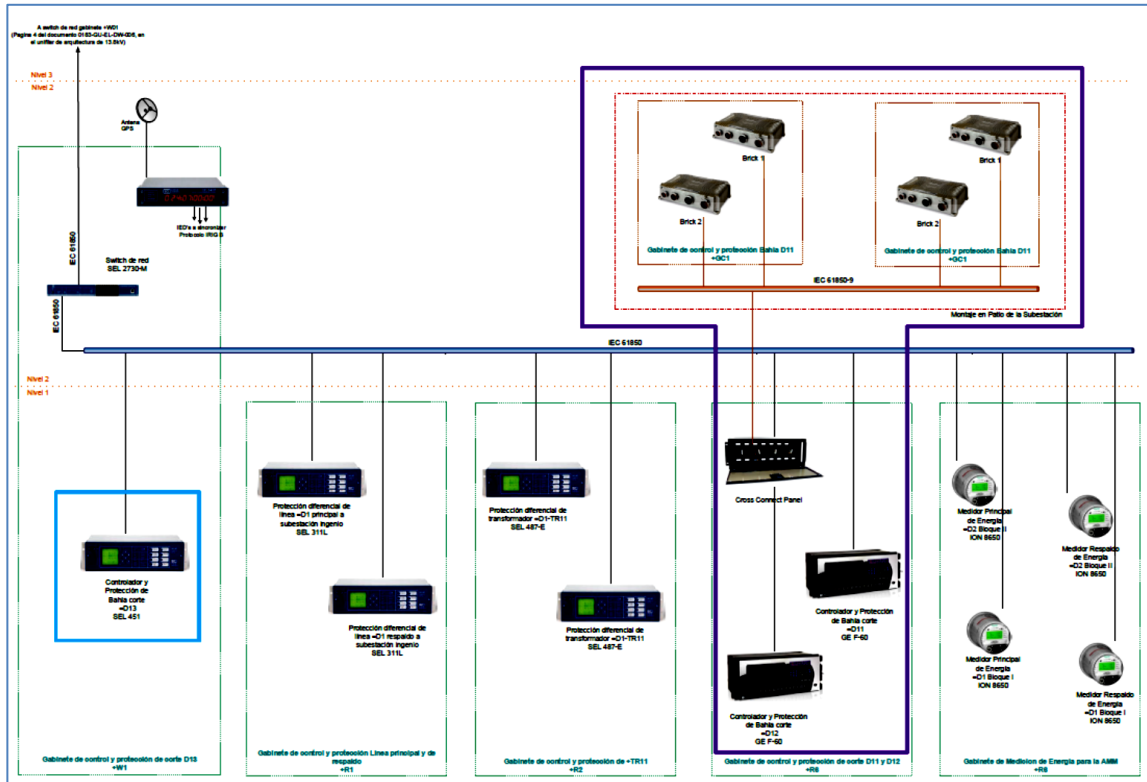
Tabla I. **Comparación de tecnologías**

Convencional	Solución bus de procesos GE
Trincheras	El cable se colocó en tuberías
Canastillas	El cable se colocó en tuberías
Varios metros de multiconductor de cobre	90 % menos multiconductores de cobre
Gabinete con las conexiones de los multiconductores de cobre	Gabinete solo con 4 fibras ópticas para todas las señales
No hay gabinete concentrador	Gabinete concentrador con conexiones de multiconductores de cobre
Gabinete con borneras de prueba	Gabinete concentrador con borneras de prueba
Ensamble de gabinete para dos relevadores.	75 % menos tiempo para el ensamble de gabinete por contener menos señales binarias
Suministro de componentes internos para gabinete de dos relevadores	50 % menos para el suministro de componentes internos del gabinete concentrador
Montaje de un relevador en el Gabinete	Montaje de un relevador, una unidad cross panel y dos <i>bricks</i>

Fuente: elaboración propia.

Con la arquitectura de comunicaciones se puede visualizar como se encuentran distribuidos los IED's, *bricks* y *cross panel* que fueron utilizados para controlar las bahías. Marcados de color azul los componentes para el control de la bahía media, y en color morado para controlar las bahías propias.

Figura 48. Arquitectura de comunicaciones



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

3.1. Dimensionamiento de equipo

Para el diseño de una subestación el punto de inicio siempre es el unifilar definitivo el cual cumple con todas las necesidades de maniobra y de seguridad.

Con base en esta información se puede definir cuáles son los equipos de patio a instalar. Teniendo los diagramas esquemáticos de estos equipos, se obtiene el listado de señales. Esto es básico para dimensionar las entradas y salidas digitales del IED.

Para determinar el dimensionamiento se debe tener claro la función principal de protección que se necesita y que cumpla el IED, y que las protecciones que tenga disponibles cumplan con el estudio de protecciones, los diferentes protocolos de comunicación y el sistema de sincronización.

Para el caso especial de la solución que presenta GE con los *bricks*, se tiene limitada la especificación de los mismos con una preconfiguración el cual solo pueden variar ciertos valores.

3.1.1. Dimensionamiento del relevador SEL 451

Para el dimensionamiento se estableció un listado de señales que depende de los equipos a controlar y operar. Esto al ser un controlador de bahía media tiene que estar capacitado para que cumpla el control de los siguientes equipos:

Tabla II. Listado de equipo bahía media =D13

=D1 –Q8	Seccionador de puesta a tierra del TR-11
=D1 –Q9	Seccionador sin puesta a tierra del TR-11
=D1 –Q8	Seccionador de puesta a tierra de la entrada de línea =D1
=D1 –Q9	Seccionador sin puesta a tierra de la entrada de línea =D1
=D13 –Q1	Seccionador sin puesta a tierra de bahía media
=D13 –Q01	Interruptor de potencia de bahía media
=D13 –Q2	Seccionador sin puesta a tierra de bahía media
=D2 –Q8	Seccionador de puesta a tierra de la entrada de línea =D2
=D2 –Q9	Seccionador sin puesta a tierra de la entrada de línea =D2

Fuente: elaboración propia.

Al completar el listado de señales, se establecieron:

- Entradas binarias 48

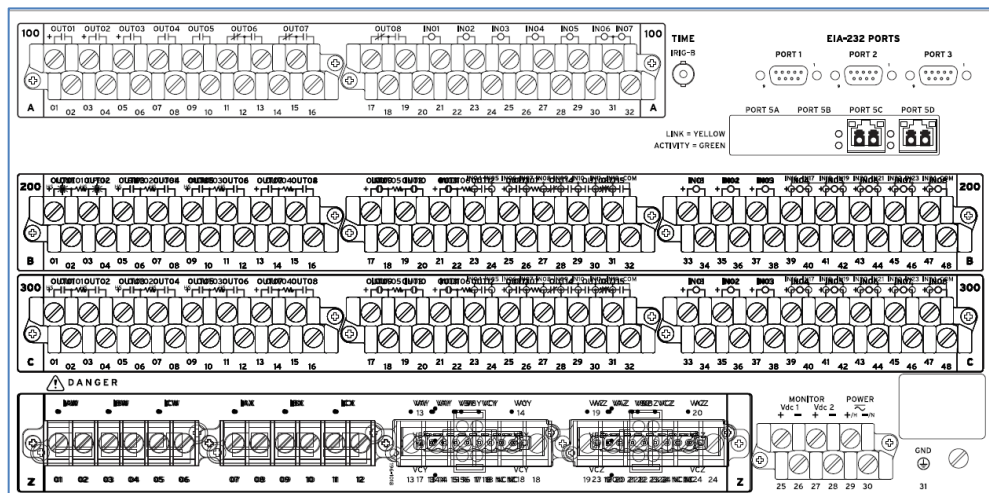
- Salidas binarias 31

Otras consideraciones que se tomaron en cuenta para el dimensionamiento fueron:

- Puertos de comunicación Ethernet de fibra óptica
- Protocolos de comunicación (DNP 3.0, IEC-6180)

Estas especificaciones tiene como resultado el número de parte: 4515625XC2X4H744442X.

Figura 49. Configuración física del relevador SEL-451



Fuente: Protection, Automation, and Bay Control System. Manual *relevador SEL 451*. p. 12.

3.1.2. Dimensionamiento de relevadores GE F-60

Para seleccionar la cantidad de *bricks* a utilizar, se consideraron los siguientes equipos a controlar:

Tabla III. **Equipo bahías propias de las barras =D11 y =D12**

=D11 –Q2	=D12 –Q2	Seccionador sin puesta a tierra de bahía propia
=D11 –Q01	=D12 –Q01	Interruptor de potencia de bahía media
=D11 –Q1	=D12 –Q1	Seccionador sin puesta a tierra de bahía propia

Fuente: elaboración propia.

Al completar el listado de señales, se establecieron:

- Entradas binarias 39
- Salidas binarias 6

Otras consideraciones que se tomaron en cuenta para el dimensionamiento fueron:

- Puertos de comunicación Ethernet de fibra óptica
- Protocolos de comunicación (DNP 3.0, IEC-6180)

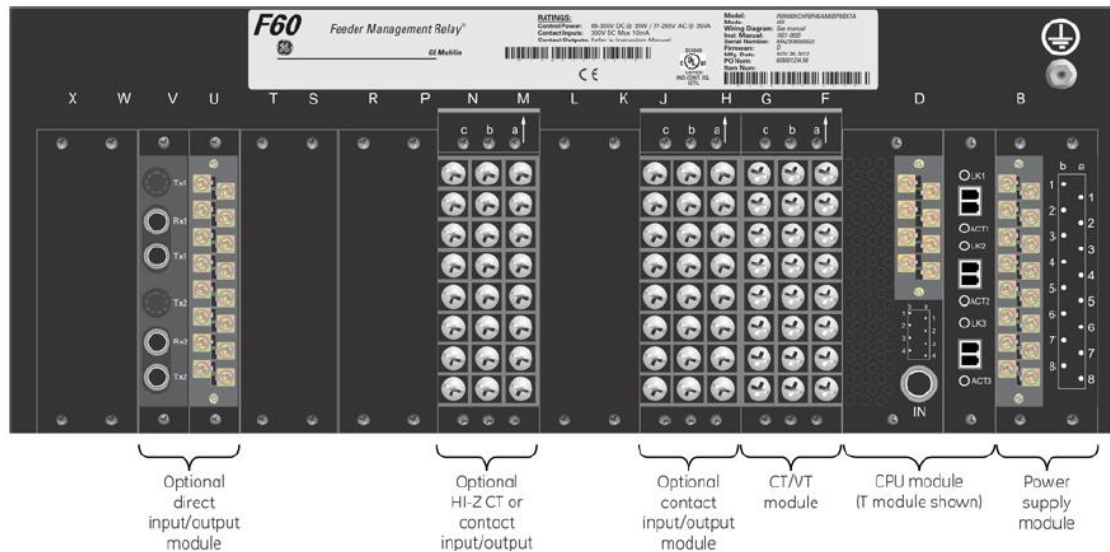
Estas especificaciones tiene como resultado el número de parte: F60-T03-HKH-FXX-H81-MXX-PXX-UXX-WXX

Considerando que el *brick* tiene sus entradas y salidas estandarizadas, se consideraron que para ser capaces de controlar una bahía con esta cantidad de señales son necesarios dos unidades de *brick*. Específicamente el que se muestra a continuación:

BRICK-4-HI-CV50:

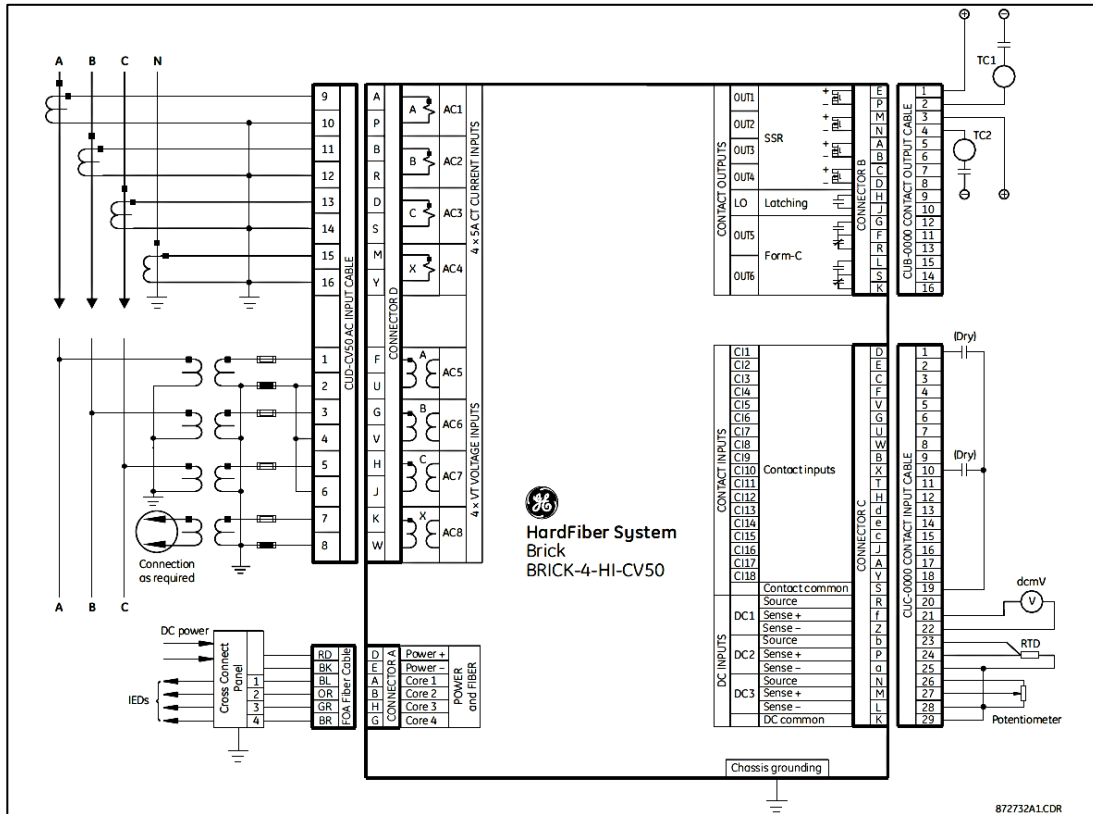
- Configuración estándar
- Cuatro entradas analógicas para corriente
- Con 5 amperios nominales para el secundario
- Cuatro entradas analógicas de voltaje

Figura 50. Configuración física del relevador F60



Fuente: GE Multilin. Manual *F60 Feeder Protection System*. p. 25.

Figura 51. Configuración física de los *brick*



Fuente: Digital Energy Multilin. Manual GE *Hard fiber System*. p. 10.

3.2. Coordinación de protecciones

Para el proyecto específico de la subestación Santa Ana se hizo un estudio de coordinación de protecciones y análisis de corto circuito para determinar los ajustes de los relevadores.

Las protecciones asignadas a los controladores de bahía se describen a continuación:

3.2.1. Bahía =D13 de interruptor medio

A continuación se describe las características de Bahía = D13 de interruptor medio.

- Parámetros de sobre corriente temporizada (51F)
 - Curva: U1 moderadamente inversa
 - Time Dial: 1,27
 - Pickup: 3,28 Amperes
 - RTC: 80

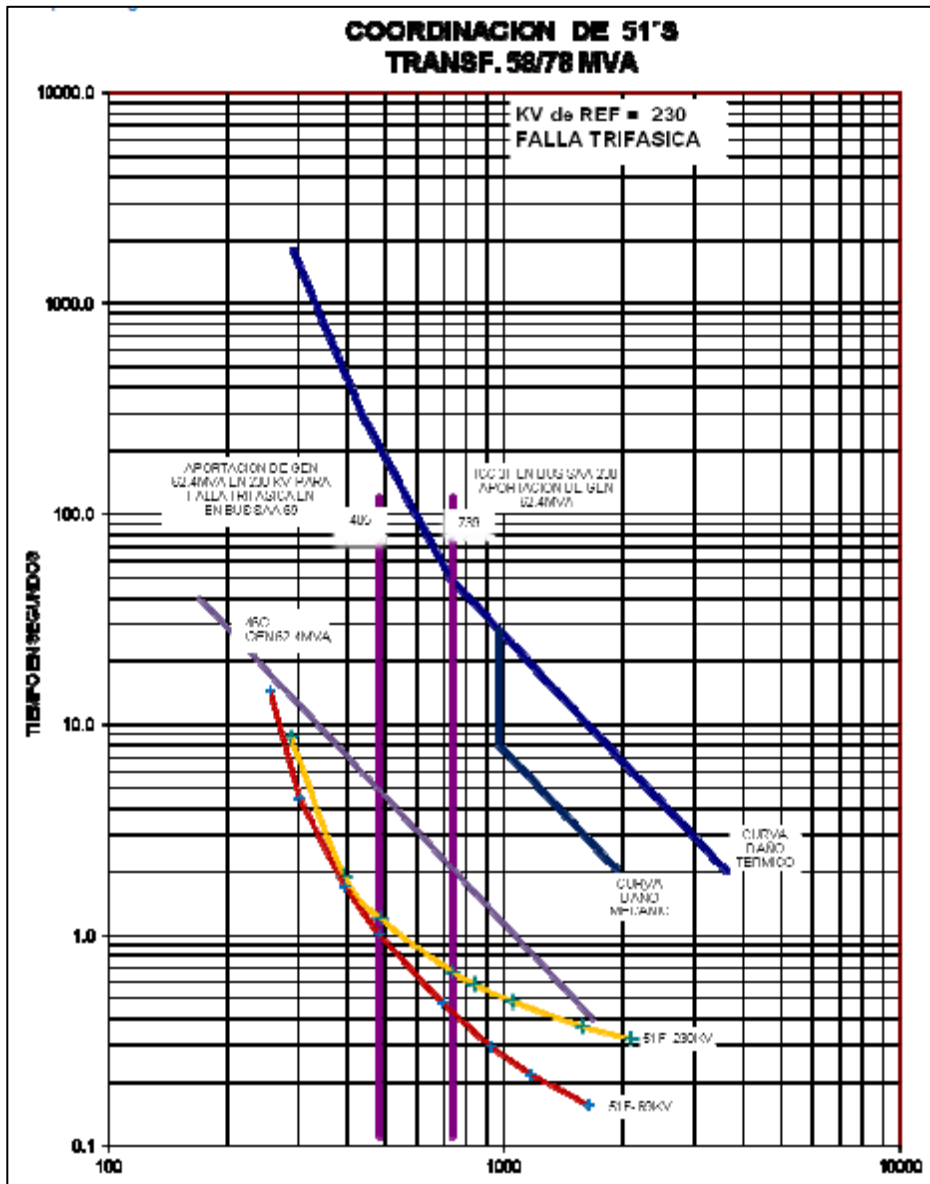
Figura 52. Parámetros sobrecorriente SEL 451

The screenshot shows the 'Time Overcurrent' configuration window for SEL 451. It is titled 'Time Overcurrent' and contains the following settings for 'Time Overcurrent Element 1':

- 51S1O 51S1 Operating Quantity:** IMAXL (selected in a dropdown menu)
- 51S1P 51S1 Overcurrent Pickup (amps,sec):** 3.28 (text input, Range = 0.25 to 16.00)
- 51S1C 51S1 Inverse-Time Overcurrent Curve:** U1 (selected in a dropdown menu, Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5)
- 51S1TD 51S1 Inverse-Time Overcurrent Time Dial:** 1.27 (text input, Range = 0.50 to 15.00)
- 51S1RS 51S1 Inverse-Time Overcurrent EM Reset:** N (selected in a dropdown menu, Select: Y, N)
- 51S1TC 51S1 Torque Control (SELogic):** 1 (text input)

Fuente: elaboración propia, empleando un entrevista setup.

Figura 53. Coordinación de protecciones



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

- Falla de interruptor (50FI)
 - Pickup: 3,28 amperes
 - Tiempo de re-disparo: 89,58 m
 - Tiempo de disparo a bus: 179,16 m

Figura 54. **Parámetros 50BF SEL 451**

Breaker 1 Failure Logic

Breaker 1 Failure Logic

50FP1 Phase Fault Current Pickup -BK1 (amps, sec)
3.28 Range = 0.50 to 50.00

BFP1 Breaker Failure Time Delay -BK1 (cyc in steps of 0.125)
10.750 Range = 0.000 to 6000.000

RTPU1 Retrip Time Delay -BK1 (cyc in steps of 0.125)
5.375 Range = 0.000 to 6000.000

BFI3P1 Three Pole Breaker Failure Initiate -BK1 (SELogic)
PSV01 #

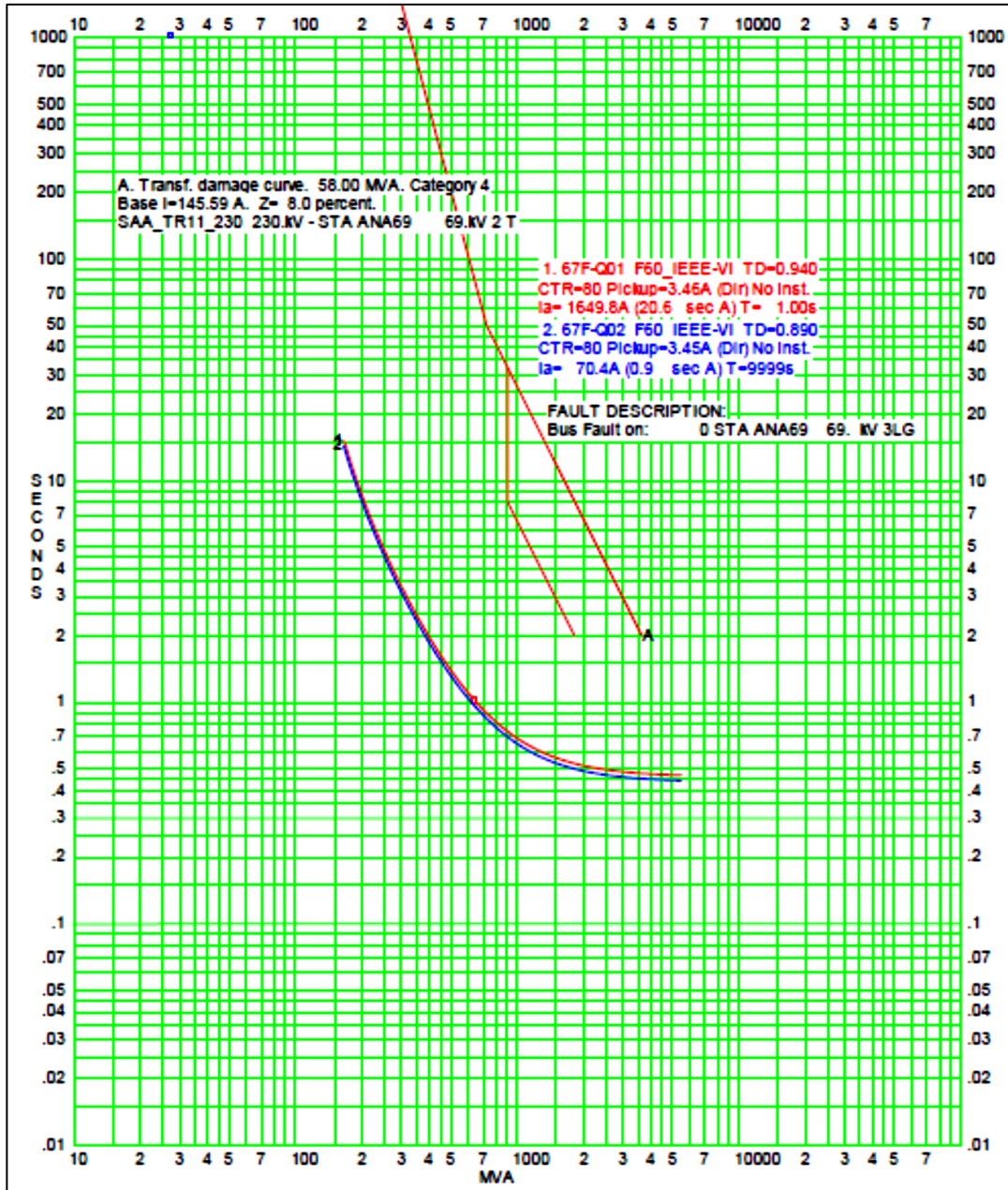
Fuente: elaboración propia, empleando un entorno de configuración.

3.2.2. Bahía =D11 de interruptor propio asociado a la Barra 1

A continuación se describen las características de la Bahía = D11 de interruptor propio asociado a la barra 1.

- Parámetros de sobre corriente direccional de fases (67F)
 - Curva: IEEE muy inversa
 - Time Dial: 0,94
 - Pickup: 3,46 Amperes
 - RTC: 80

Figura 55. Coordinación de sobrecorrientes



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

Figura 56. **Parámetros sobrecorriente GE F60**

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>	
PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	FBRK P (SRC 1)
Input	RMS
Pickup	0.692 pu
Curve	IEEE Very Inv
TD Multiplier	0.94
Reset	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled
Block A	PH DIR1 BLK A
Block B	PH DIR1 BLK B
Block C	PH DIR1 BLK C
Target	Self-reset
Events	Enabled

Fuente: elaboración propia, empleando ur enervista setup.

Figura 57. **Parámetros sobrecorriente direccional GE F60**

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>	
PARAMETER	PHASE DIR1
Function	Enabled
Source	FBRK P (SRC 1)
Block	OFF
ECA	210 deg
Pol V Threshold	0.500 pu
Block when V Mem Exp	No
Target	Self-reset
Events	Enabled

Fuente: elaboración propia, empleando ur enervista setup.

- Falla de interruptor (50FI)
 - Pickup: 2,72 amperes
 - Tiempo de redisparo: 90 m
 - Tiempo de disparo a bus: 180 m

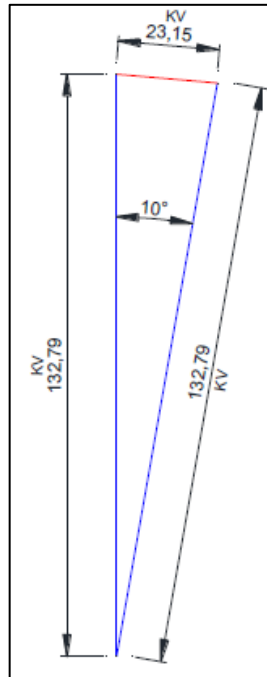
Figura 58. Parámetros 50BF GE F60

PARAMETER	BF1
Function	Enabled
Mode	3-Pole
Source	FBRK P (SRC 1)
Current Supervision	Yes
Use Seal-In	Yes
Three Pole Initiate	ARRANQ_50BF On (VO37)
Block	OFF
Phase Current Supv Pickup	0.544 pu
Neutral Current Supv Pickup	0.544 pu
Use Timer 1	Yes
Timer 1 Pickup Delay	0.090 s
Use Timer 2	Yes
Timer 2 Pickup Delay	0.180 s
Use Timer 3	No
Timer 3 Pickup Delay	0.000 s
Breaker Pos1 Phase A/3P	ON
Breaker Pos2 Phase A/3P	OFF
Breaker Test On	OFF
Phase Current HiSet Pickup	25.000 pu
Neutral Current HiSet Pickup	25.000 pu
Phase Current LoSet Pickup	0.001 pu
Neutral Current LoSet Pickup	0.001 pu
LoSet Time Delay	0.000 s
Trip Dropout Delay	0.000 s
Target	Self-reset
Events	Enabled
Phase A Initiate	OFF
Phase B Initiate	OFF
Phase C Initiate	OFF
Breaker Pos1 Phase B	OFF
Breaker Pos1 Phase C	OFF
Breaker Pos2 Phase B	OFF
Breaker Pos2 Phase C	OFF

Fuente: elaboración propia, empleando un entrevista setup.

- Sincronismo (25)
 - $\Delta\theta = 10^\circ$
 - $\Delta f = 0,07 \text{ Hz}$

Figura 59. **Coordinación de sincronismo**



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

Figura 60. **Parámetros de sincronismo GE F60**

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>		
PARAMETER	SYNCHROCHECK1	SYNCHROCHECK2
Function	Enabled	Enabled
Block	BRK1_C117 (FCI 32) On	BRK1_C117 (FCI 32) On
V1 Source	FBRK P (SRC 1)	FBRK P (SRC 1)
V2 Source	FBRK R (SRC 2)	FBRK R (SRC 2)
Max Volt Diff	23150 V	0 V
Max Angle Diff	10 deg	0 deg
Max Freq Diff	0.07 Hz	0.00 Hz
Freq Hysteresis	0.07 Hz	0.00 Hz
Dead Source Select	None	DV1 and LV2
Dead V1 Max Volt	0.10 pu	0.10 pu
Dead V2 Max Volt	0.10 pu	0.10 pu
Live V1 Min Volt	0.90 pu	0.90 pu
Live V2 Min Volt	0.90 pu	0.90 pu
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Enabled	Enabled

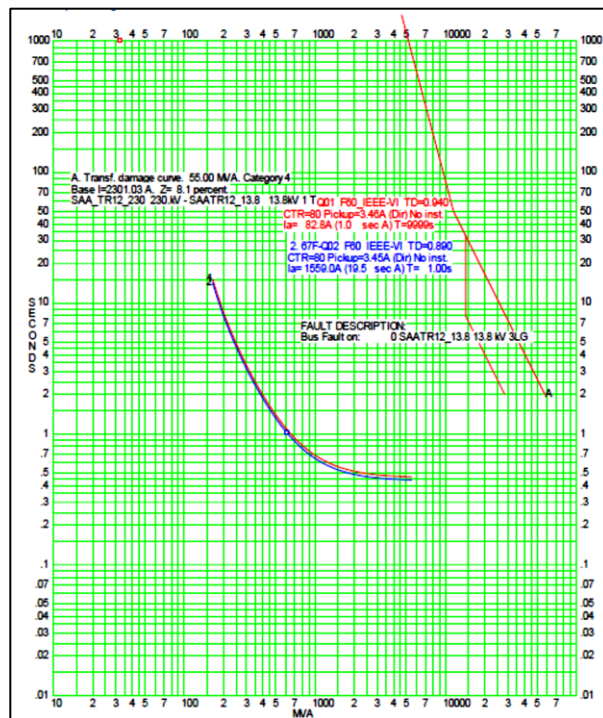
Fuente: elaboración propia, empleando ur enervista setup.

3.2.3. Bahía =D12 de interruptor propio asociado a la Barra 2

A continuación se describen las características de Bahía = D12 de interruptor propio asociado a la barra 2.

- Parámetros de sobre corriente direccional de fases (67F)
 - Curva: IEEE muy inversa
 - Time Dial: 0,89
 - Pickup: 3,45 Amperes
 - RTC: 80

Figura 61. Coordinación de sobrecorriente =D12



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

Figura 62. **Parámetros de sobrecorriente F60 =D12**

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>			
PARAMETER	PHASE TOC1	PHASE TOC2	
Function	Enabled	Disabled	
Signal Source	FBRK P (SRC 1)	FBRK R (SRC 2)	
Input	RMS	RMS	
Pickup	0.692 pu	0.692 pu	
Curve	IEEE Very Inv	IEEE Very Inv	
TD Multiplier	0.89	0.94	
Reset	Instantaneous	Instantaneous	
Voltage Restraint	Disabled	Disabled	
Block A	PH DIR1 BLK A	PH DIR1 BLK A	
Block B	PH DIR1 BLK B	PH DIR1 BLK B	
Block C	PH DIR1 BLK C	PH DIR1 BLK C	
Target	Self-reset	Self-reset	
Events	Enabled	Enabled	

Fuente: elaboración propia, empleando ur enervista setup.

Figura 63. **Parámetros de sobrecorriente direccional F60 =D12**

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>			
PARAMETER	PHASE DIR1	PHASE DIR2	
Function	Enabled	Disabled	
Source	FBRK P (SRC 1)	FBRK R (SRC 2)	
Block	OFF	OFF	
ECA	210 deg	150 deg	
Pol V Threshold	0.500 pu	0.700 pu	
Block when V Mem Exp	No	No	
Target	Self-reset	Self-reset	
Events	Enabled	Enabled	

Fuente: elaboración propia, empleando ur enervista setup.

- **Falla de interruptor (50FI)**
 - Pickup: 2,58 amperes
 - Tiempo de redisparo: 90 m
 - Tiempo de disparo a bus: 180 m

Figura 64. **Parámetros de 50BF F60 =D12**

PARAMETER		BF1
Function		Enabled
Mode		3-Pole
Source		FBRK P (SRC 1)
Current Supervision		Yes
Use Sea-In		Yes
Three Pole Initiate		ARRANQ_50BF On (V037)
Block		OFF
Phase Current Supv Pickup		0.544 pu
Neutral Current Supv Pickup		0.544 pu
Use Timer 1		Yes
Timer 1 Pickup Delay		0.090 s
Use Timer 2		Yes
Timer 2 Pickup Delay		0.180 s
Use Timer 3		No
Timer 3 Pickup Delay		0.000 s
Breaker Pos1 Phase A/3P		ON
Breaker Pos2 Phase A/3P		OFF
Breaker Test On		OFF
Phase Current HiSet Pickup		25.000 pu
Neutral Current HiSet Pickup		25.000 pu
Phase Current LoSet Pickup		0.001 pu
Neutral Current LoSet Pickup		0.001 pu
LoSet Time Delay		0.000 s
Trip Dropout Delay		0.000 s
Target		Self-reset
Events		Enabled
Phase A Initiate		OFF
Phase B Initiate		OFF
Phase C Initiate		OFF
Breaker Pos1 Phase B		OFF
Breaker Pos1 Phase C		OFF
Breaker Pos2 Phase B		OFF
Breaker Pos2 Phase C		OFF

Fuente: elaboración propia, empleando un entrevista setup.

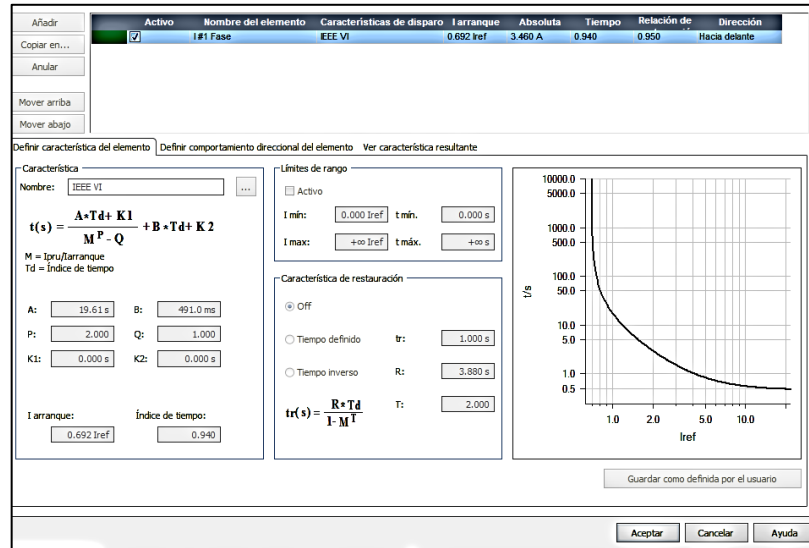
3.3. Comparación de tiempos de respuesta de los relevadores

Para comprobar su confiabilidad de detección de fallas y respuesta de operación, se analizaron las pruebas que se realizaron con la maleta de pruebas OMICRON CMC 356 serie DJ480G.

3.3.1. Pruebas con relevadores General Electric

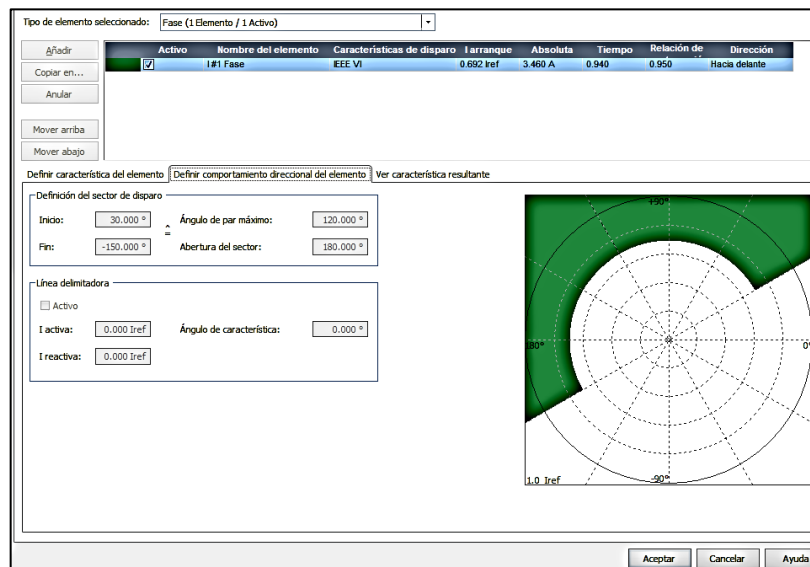
Para las pruebas de sobrecorriente direccional se programó la plantilla utilizando el software Overcurrent de OMICRON para la curva IEEE muy inversa direccional.

Figura 65. Plantilla de sobrecorriente



Fuente: elaboración propia, empleando Plantilla de pruebas de OMICRON CMC 356.

Figura 66. Plantillas de sobrecorriente direccional



Fuente: elaboración propia, empleando Plantilla de pruebas de OMICRON CMC 356.

En estas pruebas se obtuvo un resultado de respuesta utilizando el tiempo teórico de operación comparado con el tiempo real de disparo, utilizando al formula del relevador GE F60.

Figura 67. **Ecuación de curvas de sobrecorriente**

$$T = TDM \times \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^p - 1} + B \right], T_{RESET} = TDM \times \left[\frac{t_r}{1 - \left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^2} \right] \quad (EQ 5.8)$$

where: T = operate time (in seconds), TDM = Multiplier setting, I = input current, I_{pickup} = Pickup Current setting
 A, B, p = constants, T_{RESET} = reset time in seconds (assuming energy capacity is 100% and RESET is "Timed"),
 t_r = characteristic constant

Table 5-21: IEEE INVERSE TIME CURVE CONSTANTS

IEEE CURVE SHAPE	A	B	P	T _R
IEEE Extremely Inverse	28.2	0.1217	2.0000	29.1
IEEE Very Inverse	19.61	0.491	2.0000	21.6
IEEE Moderately Inverse	0.0515	0.1140	0.02000	4.85

Fuente: Digital Energy. Manual *f60man-aa1*. p. 39.

- Para el relevador controlador de bahía GE F60 de la bahía =D11, el tiempo de diferencia es de 0,015809524 segundos.
- Para el relevador controlador de bahía GE F60 de la bahía =D12, el tiempo de diferencia es de 0,0145714 segundos.

Figura 68. Resultados de prueba de relevador F60 interruptor =D11

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	<i>t_{nom.}</i>	<i>t_{real.}</i>	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	30.00 °	3.659 s	3.692 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	60.00 °	3.659 s	3.671 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	90.00 °	3.659 s	3.672 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	120.00 °	3.659 s	3.673 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	150.00 °	3.659 s	3.677 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	180.00 °	3.659 s	3.673 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	210.00 °	3.659 s	3.677 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	9.00 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	30.00 °	3.659 s	3.684 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	60.00 °	3.659 s	3.672 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	90.00 °	3.659 s	3.675 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	120.00 °	3.659 s	3.672 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	150.00 °	3.659 s	3.673 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	180.00 °	3.659 s	3.671 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	210.00 °	3.659 s	3.674 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	9.00 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	30.00 °	3.659 s	3.690 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	60.00 °	3.659 s	3.671 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	90.00 °	3.659 s	3.670 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	120.00 °	3.659 s	3.669 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	150.00 °	3.659 s	3.671 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	180.00 °	3.659 s	3.674 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	210.00 °	3.659 s	3.670 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	9.00 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta

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

Figura 69. Resultados de prueba de relevador F60 interruptor =D12

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	$t_{nom.}$	t_{real}	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	30.00 °	3.464 s	3.489 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	60.00 °	3.464 s	3.481 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	90.00 °	3.464 s	3.482 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	120.00 °	3.464 s	3.479 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	150.00 °	3.464 s	3.474 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	180.00 °	3.464 s	3.472 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	210.00 °	3.464 s	3.475 s	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L1-L2	I #1 Fase	2.601	8.97 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	30.00 °	3.464 s	3.481 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	60.00 °	3.464 s	3.478 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	90.00 °	3.464 s	3.474 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	120.00 °	3.464 s	3.481 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	150.00 °	3.464 s	3.473 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	180.00 °	3.464 s	3.479 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	210.00 °	3.464 s	3.479 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2.601	8.97 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	30.00 °	3.464 s	3.482 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	60.00 °	3.464 s	3.482 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	90.00 °	3.464 s	3.478 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	120.00 °	3.464 s	3.472 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	150.00 °	3.464 s	3.480 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	180.00 °	3.464 s	3.477 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	210.00 °	3.464 s	3.482 s	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	240.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	270.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	300.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	330.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2.601	8.97 A	360.00 °	Sin disparo	Sin disparo	No	Correcta

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

3.3.2. Pruebas de Relevador SEL-451

Para las pruebas de sobrecorriente direccional se programó la plantilla utilizando el software Overcurrent de OMICRON para la curva SEL MI curva U1 no direccional.

Figura 70. Ecuación de curva de sobrecorriente

Curve Type	Operating Time
U1 (Moderately Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right)$

Fuente: Digital Energy. Manual SEL - 451-5_IM. p. 44.

Para este relevador el tiempo de diferencia entre el disparo teórico fue de 0,015475 segundos.

Figura 71. Plantilla de sobrecorriente

The screenshot shows the 'Definir característica del elemento' (Define element characteristic) window. It includes a table of elements, a configuration panel for 'SEL MI curve U1', and a graph of the resulting characteristic curve.

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	Larranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input checked="" type="checkbox"/>	I#1 Fase	SEL MI curve U1	0.660 Iref	3.300 A	1.270	0.950	No direccional

Definir característica del elemento Ver característica resultante

Característica
 Nombre: SEL MI curve U1

$$t(s) = \frac{A \cdot Td + K1}{M^P - Q} + B \cdot Td + K2$$
 M = Ipru/Iarranque
 Td = Índice de tiempo

Límites de rango
 Activo
 I mín.: 0.000 Iref t mín.: 0.000 s
 I max.: +∞ Iref t máx.: +∞ s

Característica de restauración
 Off
 Tiempo definido tr: 1.000 s
 Tiempo inverso R: 1.080 s

$$tr(s) = \frac{R \cdot Td}{1 - M^T}$$
 T: 2.000

Gráfico: t/s vs Iref

Fuente: elaboración propia, empleando Plantilla de pruebas de OMICRON CMC 356.

En estas pruebas se obtuvo un resultado de respuesta utilizando el tiempo teórico de operación comparado con el tiempo real de disparo, utilizando la fórmula del relevador SEL 451.

Figura 72. **Resultados de prueba de sobrecorriente para SEL 451**

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	I #1 Fase	1,953	6,41 A	n/a	1,009 s	1,023 s	No	Correcta
L2-L3	I #1 Fase	2,417	7,93 A	n/a	770,6 ms	785,2 ms	No	Correcta
L3-L1	I #1 Fase	2,483	8,14 A	n/a	748,3 ms	765,8 ms	No	Correcta
L1-L2-L3	I #1 Fase	2,346	7,69 A	n/a	796,7 ms	812,5 ms	No	Correcta

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

3.3.3. Pruebas de Relevador GE D60 y SEL 351S

Para realizar una prueba más profunda se creó una plantilla de sobrecorriente en el equipo de pruebas OMICRON 356 utilizando la curva IEEE Very Inverse. Esto para ser probada en los relevadores GE D60 y SEL 351S, tomando en cuenta que se parametrizo los siguientes valores en cada relevador:

Figura 73. **Ajustes de sobrecorriente en un GE D60**

PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)
Input	RMS
Pickup	0.692 pu
Curve	IEC Curve B
TD Multiplier	0.94
Reset	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled
Block A	PH DIR1 BLK A
Block B	PH DIR1 BLK B
Block C	PH DIR1 BLK C
Target	Self-reset
Events	Enabled

Fuente: elaboración propia, empleando un enervista setup.

Figura 74. **Ajuste de sobrecorriente en un SEL-351S**

Phase Time-Overcurrent Elements

Phase Time-Overcurrent Element Settings

E51P Phase Time-Overcurrent Elements
 Select: N, 1, 2

Level 1 Phase Time-Overcurrent Element

51P1P Level 1 Pickup (Amps secondary)
 Range = 0.25 to 16.00, OFF

51P1C Level 1 Curve
 Select: U1-U5, C1-C5, Redoser-Curves

51P1TD Level 1 Time Dial
 Range = 0.05 to 1.00

51P1RS Level 1 Electromechanical Reset Delay
 Select: Y, N

51P1CT Level 1 Constant Time Adder (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0.00 to 60.00

51P1MR Level 1 Minimum Response (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0.00 to 60.00

Fuente: elaboración propia, empleando un enervista setup.

Con una misma plantilla de sobrecorriente de una OMICRON CMC 356

Figura 75. Plantilla de sobrecorriente

Tipo de elemento seleccionado: Fase (1 Elemento / 1 Activo)

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input checked="" type="checkbox"/>	#1 Fase	IEEE VI	0.690 Iref	3.450 A	0.890	0.950	Hacia delante

Definir característica del elemento Definir comportamiento direccional del elemento Ver característica resultante

Característica

Nombre: IEEE VI

$$t(s) = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

M = Ipru/Iarranque
Td = Índice de tiempo

A: 19.61 s B: 491.0 ms
P: 2.000 Q: 1.000
K1: 0.000 s K2: 0.000 s

I arranque: 0.690 Iref Índice de tiempo: 0.890

Límites de rango

Activo

I mín: 0.000 Iref t mín: 0.000 s
I max: +∞ Iref t máx: +∞ s

Característica de restauración

Off
 Tiempo definido tr: 1.000 s
 Tiempo inverso R: 3.880 s
T: 2.000

$$tr(s) = \frac{R * Td}{I - M^T}$$

The graph shows a logarithmic-like decay of time t/s as the current Iref increases. The y-axis ranges from 0.5 to 10000.0, and the x-axis ranges from 1.0 to 10.0. The curve starts at approximately (1.0, 10000.0) and levels off towards (10.0, 0.5).

Guardar como definida por el usuario

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: elaboración propia, empleando Plantilla de OMICRON CMC 356.

Figura 76. Resultados de relevador SEL-351S

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	<u>t_{nom.}</u>	<u>t_{real}</u>	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.939 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.938 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.941 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.938 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.940 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.940 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.940 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.938 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.948 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.939 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.939 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.935 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.939 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.937 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.936 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.938 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.935 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.936 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.947 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.940 s	No	Correcta

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

Figura 77. Resultados de pruebas en relevador GE F60

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	$t_{nom.}$	t_{real}	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.932 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.928 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.935 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.935 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.932 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L1-L2	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.928 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.930 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.929 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.930 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.932 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.930 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L2-L3	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.932 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.933 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.927 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.932 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.929 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.929 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.927 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.930 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.931 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.929 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.934 s	No	Correcta
L3-L1	#1 Fase	2.601	9.00 A	n/a	7.926 s	7.930 s	No	Correcta

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

Se tabularon los resultados de manera que se operó de esta forma:

$$t = \frac{\sum |t_{nominal} - t_{real}|}{36}$$

Siendo 36 muestras de disparo

- El tiempo para SEL 351= 0,0112778
- El tiempo para GE D60 = 0,0055833

CONCLUSIONES

1. La tecnología más reciente presentada por General Electric, de la implementación más cercana a la Norma IEC-61850-9 logra satisfacer a cabalidad con la calidad y exactitud de las protecciones eléctricas, manteniendo la misma confiabilidad y preservación de los relevadores convencionales.
2. El sistema instalado con *bricks* fue probado y llevado a prueba en las condiciones de operación en la subestación, teniendo tiempos de respuesta menores que el sistema de cableado en cobre y tiempos de instalación menores.
3. Se demostró que la unidad *bricks* esta apta para el funcionamiento en la intemperie, sin presentar anomalías donde se pueden realizar cambios en su esquema de protecciones, con solo programar, sin necesidad de realizar tareas de cableado y conexionado.
4. Para la implementación de esta solución se tiene que considerar que los ahorros obtenidos no solo es el cobre que se tendría que colocar sino el diseño en la obra civil, ya que con este método es factible utilizar tuberías en vez de trincheras teniendo un costo bastante considerable. También los tiempos de instalación y conexionado se reducen por la mínima cantidad de cable a utilizar.

5. Los precios de los suministros utilizando la solución *bricks* varían con la configuración y el diseño de la subestación, siendo estos bastante elevados por lo cual no es directamente comparativo con el uso del cable del cobre.

RECOMENDACIÓN

1. Para llevar a cabo todo el sistema de control y protección con la unidad *bricks* se tiene que especificar los suministros con mucho detalle y precisión, ya que en el caso de los cables no pueden ser modificados en sitio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Digital Energy. Manual GE *Hard fiber System*. [en línea]. <<http://www.gegridsolutions.com/products/manuals/hardfiber/GEK-113500B.pdf>>. [Consulta: septiembre de 2015].
2. GE Multilin. Manual *F60 Feeder Protection System*. [en línea]. <<http://www.gegridsolutions.com/products/manuals/f60/f60man-w1.pdf>>. [Consulta: septiembre de 2015].
3. HMV Ingenieros Ltda. *Altas y extra alta tensión, HMV*. [en línea]. <<file:///C:/Users/Ctrl%20Studio/Downloads/Brochure%20HVM%20Ingenieros%20-%20Espa%C3%B1ol%20Ingles.PDF>>. [Consulta: septiembre de 2015].
4. Ingenio Santa Ana. *Proyecto Carbonera*. [en línea]. <http://gt.geoview.info/proyecto_carbonera_ingenio_santa_ana,82494921p>. [Consulta: 20 de septiembre de 2015].
5. *Plantas Eléctricas Diesel, a gas o Bi-Fuel*. [en línea]. <<http://www.teleprensa.com/guatemala/planta-de-generacion-proveera-energia-a-138000-hogares-en-guatemala.html>>. [Consulta: 25 de septiembre de 2015].

