



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

**APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

Juan José de la Cruz Molina

Asesorado por el Ing. Endor Steve Ortíz del Cid

Guatemala, marzo de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JUAN JOSÉ DE LA CRUZ MOLINA

ASESORADO POR EL ING. ENDOR STEVE ORTÍZ DEL CID

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Angel Roberto Sic García (a. i.)
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Byron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
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:

APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 de octubre de 2017.

Juan José de la Cruz Molina

Guatemala, 16 de enero del 2020


Ingeniero
Fernando Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica

Estimado ingeniero Moscoso:

Me dirijo a usted, saludándole e informándole que procedí a revisar el trabajo de Tesis del estudiante JUAN JOSÉ DE LA CRUZ MOLINA con código único de identificación No. 1617 83228 0101 titulado: **APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, dictaminando la aprobación del mismo y haciéndome responsable por el contenido del mismo.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de usted.

Atentamente,


Endor Steve Ortiz del Cid
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No. 10895
Ingeniero Endor Steve Ortiz del Cid
Colegiado activo No. 10895

REF. EIME 248.2020
6 de octubre de 2020

Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, del estudiante; Juan José de la Cruz Molina, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira



REF. EIME 249.2020.

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 Juan José de la Cruz Molina titulado: **APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, procede a la autorización del mismo.



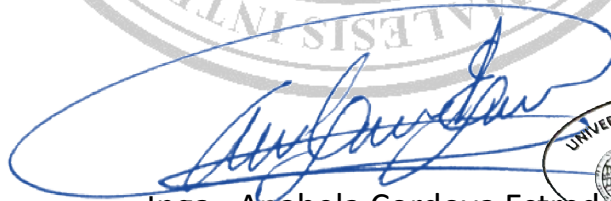
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 6 de octubre de 2020.

DTG. 111-2021

La Decana 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 en Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61 850 EN CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, presentado por el estudiante universitario: **Juan José de la Cruz Molina**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Ariabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, marzo de 2021

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Padre bueno fuente de vida y sabiduría gracias por permitirme culminar este camino y no dejarme claudicar.

Mis padres

José Pablo de la Cruz y María Reyna Molina, por su incondicional apoyo y enseñanzas que me brindaron para que pudiera lograr esta meta.

Mis hermanos

Gerardo y Paola de la Cruz, por siempre estar allí al pendiente y poder compartir con ustedes esta alegría.

Mis tías y tíos

Por sus consejos y estar siempre dispuestos a ayudar en los momentos más difíciles, un sincero agradecimiento a todos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me formó para la vida.
Facultad de Ingeniería	Por los conocimientos y enseñanza transmitida.
Mis amigos	María Martínez, Jorge Gallina, Marlon Palacios, Carlos Cay, Sergio Xunic, David Arbizú, por el apoyo en los momentos más difíciles, las emociones, alegrías y tristezas que nos tocó vivir.
Mis amigos de la Facultad	Por el apoyo incondicional en todo momento durante la carrera.
Mi asesor	Ing. Endor Steve Ortiz del Cid, por el apoyo incondicional en este trabajo.
PROA	Por brindarme la oportunidad de desarrollo personal y profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	1
1.1. Tipos de subestaciones eléctricas.....	1
1.1.1. Subestaciones de maniobra.....	2
1.1.2. Subestaciones elevadoras/reductoras.....	2
1.2. Elementos principales en el patio de una subestación eléctrica.....	3
1.2.1. Interruptor de potencia.....	3
1.2.2. Seccionador o cuchilla.....	4
1.2.3. Transformador de corriente.....	5
1.2.4. Transformador de potencial.....	6
1.2.4.1. Transformador de potencial tipo inductivo.....	7
1.2.4.2. Transformador de potencial tipo capacitivo.....	7
1.2.5. Pararrayos.....	8
1.2.6. Transformador de potencia.....	9
1.3. Sistema de control de subestaciones eléctricas.....	11
1.3.1. Sistema de control centralizado.....	12
1.3.2. Sistema de control distribuido.....	13

1.4.	Niveles de operación del sistema de control	15
1.4.1.	Nivel 0: patio.....	15
1.4.2.	Nivel 1: controlador de bahía.....	16
1.4.3.	Nivel 2: estación de operación (HMI local)	17
1.4.4.	Nivel 3: centro de control.....	17
1.5.	Topologías de subestaciones eléctricas.....	18
1.5.1.	Barra sencilla.....	19
1.5.2.	Barra en anillo	19
1.5.3.	Interruptor y medio	20
1.5.4.	Doble barra y doble interruptor.....	21
1.6.	Comparativa entre tecnologías de subestaciones.....	22
2.	RELEVADORES DE PROTECCIÓN	27
2.1.	Historia.....	27
2.1.1.	Relevadores electromecánicos	28
2.1.2.	Relevadores de estado sólido	29
2.1.3.	Relevadores digitales	30
2.2.	Comunicación con relevadores digitales	33
2.2.1.	Comunicación con relevadores y software propietario	34
2.2.2.	Comunicación con relevadores hacia HMI/RTU o SCADA.....	35
2.2.2.1.	Comunicación serial RS-232	36
2.2.2.2.	Comunicación serial RS-485	37
2.2.2.3.	Comunicación Ethernet	38
2.3.	Lógica de control en relevadores	43
2.3.1.	Entradas digitales.....	44
2.3.2.	Salidas digitales	45
2.3.3.	Entradas analógicas.....	47

2.4.	Lógica de protección en relevadores	49
3.	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	51
3.1.	Protocolos propietarios.....	52
3.2.	Protocolos abiertos.....	52
3.2.1.	Protocolo Modbus.....	53
3.2.1.1.	Modbus RTU.....	56
3.2.1.2.	Modbus ASCII.....	58
3.2.1.3.	Modbus TCP/IP	59
3.2.2.	Protocolo DNP3.....	61
3.2.2.1.	Características del DNP3.....	64
3.2.2.2.	Estructura de mensaje de DNP3	65
3.2.2.3.	Objetos de datos en el mensaje de DNP3	66
3.2.2.4.	Variaciones de objetos de datos en el mensaje de DNP3.....	67
3.2.3.	Protocolo IEC 60870-5-101	70
3.2.3.1.	Formatos de transmisión	72
3.2.3.2.	Funciones básicas de aplicación	73
3.2.3.3.	Formato de variables	74
3.2.4.	Arquitectura IEC 61 850	76
3.2.4.1.	Historia	76
3.2.4.2.	Características básicas.....	79
3.2.4.3.	Estructura de la información	80
3.2.4.4.	Modelo de comunicación	84
3.2.5.	Tipos de mensajes-prioridad.....	91
3.2.6.	Configuración del formato SCL.....	92
3.3.	Comparación entre protocolos.....	93

4.	APLICACIÓN DE IEC 61 850	95
4.1.	Recursos	95
4.1.1.	Diseño aprobado	95
4.1.2.	Obra civil	96
4.1.3.	Equipos de protección, control y comunicación.....	96
4.1.4.	Software de configuración y monitoreo	97
4.1.5.	Gabinetes de control y alimentación	98
4.1.6.	Equipos de potencia	98
4.2.	Lógica de control	99
4.2.1.	CILO (<i>Interlocking</i>)	99
4.2.2.	SCSWI (<i>switch controller</i>).....	101
4.2.3.	XCBR (<i>circuit breaker</i>).....	102
4.3.	Lógica de protección	104
4.3.1.	PDIF (<i>differential protection</i>).....	104
4.4.	Utilización de mensajes GOOSE	107
4.5.	Utilización del protocolo MMS	111
4.6.	Aplicación de <i>sampled values</i>	121
4.7.	Evolución de redes.....	124
4.7.1.	Redes y cableados en subestaciones convencionales.....	125
4.7.2.	Redes y cableados en subestaciones digitales	126
4.8.	Implementación en subestación	127
4.8.1.	Relés de protección por utilizar	128
4.8.2.	Funciones de protección por implementar.....	129
4.8.3.	Implementación de lógicas de control	130
4.8.4.	Implementación de lógicas de protección.....	135
4.8.4.1.	Protección de distancia (21)	135
4.8.4.2.	Protección sobrecorriente direccional (67/67N)	137

4.8.4.3.	Protección diferencial (87)	138
4.8.4.4.	Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51/51N)	140
4.8.4.5.	Matriz de disparos	142
4.8.5.	Actividades por realizar	143
CONCLUSIONES		145
RECOMENDACIONES		147
BIBLIOGRAFÍA		149

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Subestación eléctrica de maniobra 115 KV.....	2
2.	Interruptor de potencia	4
3.	Seccionador de apertura central	5
4.	Transformador de corriente.....	6
5.	Transformador de potencial	8
6.	Pararrayos.....	9
7.	Transformador de potencia trifásico	11
8.	Diagrama de control centralizado.....	13
9.	Diagrama de control distribuido.....	14
10.	Niveles de operación para control de subestaciones	18
11.	Topología de subestación barra sencilla	19
12.	Topología de subestación barra en anillo.....	20
13.	Topología de subestación interruptor y medio	21
14.	Topología de subestación doble barra y doble interruptor	22
15.	Punto de vista de implementación de subestación eléctrica	23
16.	Comparativa costos de implementación.....	24
17.	Evaluación costo tiempo en tecnologías de subestación	25
18.	Evolución de los relevadores de protección	28
19.	Relevador electromecánico.....	29
20.	Relevador de estado sólido.....	30
21.	Relevador digital	31
22.	Relevador digital, funciones de protección disponibles en el equipo ...	32
23.	Cable de comunicación USB/Serial	35

24.	Comunicación serial RS-232	37
25.	Comunicación serial RS-485	38
26.	Modelo OSI protocolo de red	41
27.	Conector Ethernet cobre	42
28.	Conector Ethernet fibra óptica	42
29.	Software de interfaz relevador General Electric 345.....	44
30.	Conexión de entrada digital	45
31.	Conexión de salida digital	47
32.	Conexión de entradas de tensión y corriente.....	49
33.	Configuración de razones de disparo	50
34.	Arquitectura maestro/esclavo	54
35.	Modelo OSI aplicado a Modbus RTU.....	57
36.	Estructura de mensaje Modbus RTU	58
37.	Estructura de mensaje Modbus ASCII.....	59
38.	Estructura Modbus TCP/IP	61
39.	Capas del modelo OSI utilizadas por el protocolo DNP3.....	63
40.	Estructura de mensajes en el protocolo DNP3	66
41.	Modelo OSI/Modelo EPA	71
42.	Representación de bits en formato FT1.2.....	72
43.	Longitud de tipos de preguntas en IEC60870-5-101	73
44.	Tipos de variables en IEC 60870-5-101.....	75
45.	Desarrollo arquitectura IEC 61 850.....	77
46.	Arquitectura IEC 61 850.....	79
47.	Estructura de la información en IEC 61 850	81
48.	Estructura de nombre de objetos en IEC 61 850	82
49.	Grupo de nodos lógicos en IEC 61 850	83
50.	Grupo de nodos lógico "P" protección.....	84
51.	Modelo de comunicación IEC 61 850	85
52.	Tiempo crítico mensajes GOOSE	87

53.	Modelo protocolo MMS	89
54.	Estructura general de <i>Sampled Values</i>	90
55.	Tipo de mensaje prioridad.....	91
56.	Nodo lógico <i>interlocking</i> , nombre CILO.....	100
57.	Aplicación de nodo lógico <i>interlocking</i>	100
58.	Nodo lógico <i>switch controller</i> , nombre SCWI	101
59.	Aplicación de nodo lógico <i>switch controller</i>	102
60.	Nodo lógico <i>circuit breaker</i> , nombre XCBR.....	103
61.	Aplicación de nodo lógico <i>circuit breaker</i>	104
62.	Nodo lógico protección diferencial, nombre PDIF	105
63.	Aplicación de nodo lógico PDIF	106
64.	Aplicación publicación de mensaje GOOSE	108
65.	Aplicación de mensaje GOOSE	109
66.	Aplicación recepción de mensaje GOOSE.....	110
67.	Topología de red PRP.....	111
68.	Obtener archivo SCD	113
69.	Ejemplo archivo SCD	114
70.	Archivo SCD según edición de la norma.....	114
71.	Elegir equipo por integrar desde archivo SCD	115
72.	Pantalla de visualización de variable analógica en SCADA	120
73.	Pantalla de variable digital de control en SCADA	120
74.	Pantalla de variable digital de protección en SCADA.....	120
75.	Software <i>AcSELerator Architect</i>	121
76.	Creación de <i>dataset</i> de equipo publicador	123
77.	Vinculación de equipos publicador-suscriptor	124
78.	Estructura comunicación y cableados subestación convencional	125
79.	Estructura comunicación y cableados subestación digital.....	126
80.	Diagrama unifilar de subestación	127
81.	Estructura de nombres de equipos	128

82.	Estructura de nombres de equipos	128
83.	Control y enclavamiento de interruptor	131
84.	Implementación lógica de control relevadores SEL-487B.....	133
85.	Control y enclavamiento de seccionador	134
86.	Zonas de protección de distancia	135
87.	Implementación de zonas de protección 21.....	136
88.	Implementación de función 67/67N.....	138
89.	Implementación de función 87L	139
90.	Principio de operación función 87T	140
91.	Curvas características de operación función 51/51N.....	141
92.	Implementación de función 51/51N.....	141
93.	Matriz de disparos.....	143
94.	Cronograma de actividades	144

TABLAS

I.	Tipo de registros Modbus	55
II.	Registros Modbus según su tipo.....	55
III.	Grupo de objeto de datos.	67
IV.	Objeto de entradas binarias y sus variaciones	68
V.	Objeto de salidas binarias y sus variaciones	68
VI.	Objeto de salidas analógicas y sus variaciones.....	69
VII.	Objeto tiempo y sus variaciones	70
VIII.	Comparación entre protocolos de comunicación	93
IX.	Descripción entradas/salidas bloque protección diferencial.....	107
X.	Variables de IED	116
XI.	Variables analógicas de IED	117
XII.	Variables digitales de IED.....	118
XIII.	Monitoreo de variables digitales de IED.....	119

XIV.	Funciones de protección en subestaciones	130
XV.	Cantidad de interruptores.....	132

GLOSARIO

ACSI	<i>Abstract Common Services Interface.</i> Interfaz abstracta de servicios comunes.
Bahía	Conjunto de elementos de una subestación, conformada por elementos de maniobra, protección, control y medición.
CID	<i>Configured IED Description.</i> Descripción del IED configurado.
DCE	<i>Data Communication Equipment.</i> Equipo de comunicación de datos.
DNP 3	<i>Distributed Network Protocol</i> versión 3.
DTE	<i>Data Terminal Equipment.</i> Equipo terminal de datos.
EPRI	<i>Electric Power Research Institute.</i> Instituto de Investigación de Energía Eléctrica.
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event.</i> Evento genérico de subestación orientado a objetos.
HMI	<i>Human Machine Interface,</i> interfaz hombre máquina.

ICD	<i>IED Capability Description.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i> Comisión Electrotécnica Internacional.
IEC 61 850	Estándar de diseño para subestaciones eléctricas establecido por la <i>International Electrotechnical Commission.</i>
IED	<i>Intelligent electronic device,</i> dispositivo electrónico inteligente.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers.</i> Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
ISO	<i>International Organization for Standardization.</i> Organización internacional de normalización.
Mbps	<i>Mega bytes per second,</i> mega bytes por segundo.
Merging Unit	Dispositivo electrónico inteligente capaz de interpretar las señales analógicas convencionales en <i>sampled values</i> de 61850.
MMS	<i>Manufacturing Message Specification.</i> Especificación de mensaje de fabricación.
Nodo lógico	Elemento que contiene la funcionalidad básica de un equipo de control/protección en una subestación.

RTU	<i>Remote Terminal Unit.</i> Unidad terminal remota.
<i>Sampled Values</i>	Valores muestreados de las señales de voltaje y corriente para ser enviados a través de la red de comunicación.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i> Control de supervisión y adquisición de datos.
SCL	<i>Substation Configuration Language.</i> Lenguaje de configuración de la subestación.
SCD	<i>Substation Configuration Description.</i> Descripción de la configuración de la subestación.
Sistema de potencia	Permite el suministro eléctrico desde las plantas de generación hasta los puntos de utilización de la energía.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SSD	<i>System Specification Description.</i> Descripción de la especificación del sistema.
TC	Transformador de corriente.
TP	Transformador de potencial.

Trama	Estructura definida de un mensaje de comunicación entre un equipo y otro, definido específicamente para cada protocolo de comunicación.
UCA	<i>Utility Communications Architecture</i> . Arquitectura de comunicaciones de servicios públicos.
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i> . Red de área local virtual.

RESUMEN

Todo sistema eléctrico de potencia consta de una serie de elementos que permiten su correcta operación, por lo tanto, es de suma importancia conocer el funcionamiento de los elementos que lo componen. Un sistema de potencia robusto y confiable es aquel que permite su restablecimiento en el menor tiempo posible, proveyendo así de una mayor disponibilidad de operación. Para esto es necesario contar con un sistema de control y protección adecuado que permita liberar las fallas adecuadamente, además de facilitar el diagnóstico de forma rápida, clara y concisa indicando las razones que provocaron el corte del suministro eléctrico. El presente trabajo da una descripción de los subsistemas que nos ayudan a lograr lo antes mencionado.

En el capítulo I se describen de manera general los elementos propios de una subestación eléctrica, así como los distintos tipos de control más utilizados. Se mencionan algunas topologías de subestaciones eléctricas que se pueden encontrar en los diferentes sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo II se presenta una breve descripción de la historia de los relevadores de protección desde sus inicios como relés electromecánicos, hasta encontrar hoy día todas las funcionalidades de los relés digitales. Además, se presenta una descripción de los recursos necesarios en la implementación y puesta en servicio de una subestación eléctrica según la norma IEC 61 850.

En el capítulo III se listan algunos de los protocolos de comunicación comúnmente utilizados en el área eléctrica, dando énfasis en la aplicación de subestaciones eléctricas, las cuales requieren de características especiales que

permiten dar uso al protocolo más adecuado de acuerdo con la aplicación que se vaya a implementar.

En el capítulo IV se utiliza la norma IEC 61 850 para el desarrollo de las lógicas de control y protección de una subestación eléctrica, se mencionan los recursos mínimos necesarios para llevar a cabo una correcta implementación. En el desarrollo de este se utilizan equipos de un fabricante reconocido mundialmente como uno de los desarrolladores y promotores de este tipo de tecnología.

OBJETIVOS

General

Aplicación de la Norma IEC 61 850 en el desarrollo de las lógicas de control y protección de una subestación eléctrica.

Específicos

1. Explicar que un modelo estandarizado de control y comunicación, así como la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes, facilita el desarrollo de las lógicas de control y de las funciones de protección.
2. Utilizar la norma para simplificar el diseño e ingeniería de protección y control de subestaciones eléctricas empleando un lenguaje descriptivo de su configuración global.
3. Demostrar la versatilidad y facilidad durante la puesta en servicio de las subestaciones, utilizando menos cableados que en las implementaciones tradicionales.
4. Presentar de manera clara y sencilla la utilización del bus de campo para las lógicas de control y enclavamientos de elementos que componen una subestación eléctrica.
5. Definir paso a paso el proceso de implementación y configuración de equipos de una topología de subestación eléctrica en específico.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia eléctrica están compuestos por una serie de elementos, los cuales son utilizados para la correcta operación y control. Estos elementos deben ser capaces de aislar las fallas cuando estas se presenten, además de minimizar los tiempos de indisponibilidad del sistema eléctrico, ya que el desarrollo de un país depende en gran medida de la robustez y disponibilidad del sistema que proporciona el suministro eléctrico.

Por ello es importante que los elementos que componen el sistema de potencia estén correctamente configurados y con las condiciones óptimas de operación. En este texto se describirán las subestaciones eléctricas como un elemento indispensable en el sistema de potencia; sin ellas no sería posible transmitir y posteriormente utilizar la energía eléctrica que se genera en plantas dedicadas a este fin, las cuales se encuentran normalmente en lugares fuera de las grandes ciudades.

Las subestaciones eléctricas nos permiten interactuar y operar de forma segura el sistema eléctrico de potencia. Es crítico contar con un sistema de control que facilite la operación y mantenimiento del sistema proveyendo de las herramientas necesarias para el restablecimiento y puesta en operación de las subestaciones cuando se haya presentado una falla.

El sistema de control y protección de las subestaciones ha evolucionado en el transcurso de los años, ya que a los elementos que proporcionan el control sobre interruptores de potencia o seccionadores (relés de protección) se les ha incorporado funciones que permiten una implementación más fácil al

momento de la puesta en servicio, así como un menor tiempo de restablecimiento de la bahía fallada.

En un principio los relés de protección, como su nombre lo indica, únicamente desempeñaban la función de proteger, pero en el transcurso del tiempo estos equipos han adquirido nuevas características y capacidades, tal como ejecutar lógicas de control para los mismos elementos que protege, además de interactuar con otros equipos a través de protocolos de comunicación específicos.

El objeto de estudio de este texto está centrado en explicar la interacción de los equipos de protección y control, utilizando como base la Norma IEC 61 850. La misma es aplicada en equipos de diversos fabricantes los cuales la han adoptado como estándar tanto de comunicación como de nomenclatura para las distintas funciones, proveyendo de herramientas que permiten implementaciones mucho más rápidas, y disminuyendo los tradicionales cableados entre equipos para las lógicas de control.

La utilización de la Norma IEC 61 850 para control y protección, muestra la amplitud de campos que cubre, la norma tiene establecida su aplicación desde el bus de campo hasta la interrogación de los equipos por el centro de control nacional o en su defecto el sistema SCADA local, muy requerido en la actualidad dentro de la caseta de subestación.

1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es un conjunto de dispositivos eléctricos los cuales forman parte de un sistema eléctrico de potencia, su función principal es la transformación y distribución de la energía eléctrica. Las subestaciones tienen distintas características, las cuales dependen del ambiente en que deben operar o de las funciones que deberán cumplir. El transformador eléctrico de potencia, visto desde dentro de una subestación es el elemento más importante, por lo que requiere de un tratamiento especial para su correcta protección.

Existen distintos tipos de subestaciones eléctricas, que a su vez tienen un nivel distinto de importancia en cualquier sistema eléctrico de potencia; ya definida la operación que deberá ejecutar así será la clasificación que se le asigne.

1.1. Tipos de subestaciones eléctricas

La clasificación que se presenta a continuación está basada en el tipo de función que cumplen dentro del sistema de potencia, las subestaciones se pueden definir en dos tipos:

- Subestaciones de maniobra
- Subestaciones elevadoras/reductoras

1.1.1. Subestaciones de maniobra

Son subestaciones que no poseen un transformador dentro de sus elementos, su función principal es la de interconectar dos o más circuitos llamados bahías.

Figura 1. **Subestación eléctrica de maniobra 115 KV**



Fuente: elaboración propia, subestación Tecoluca.

1.1.2. Subestaciones elevadoras/reductoras

Normalmente ubicadas muy cerca de los lugares en donde se encuentran las plantas de generación o en su defecto cerca de los lugares de utilización de la energía, la función de las subestaciones elevadoras es incrementar los voltajes utilizados en la generación hasta voltajes utilizados en la transmisión.

Para las subestaciones reductoras su función es la contraria, por lo que en este caso, se disminuye el voltaje de los niveles de transmisión hasta el nivel que sea necesario en los lugares de consumo de la energía eléctrica.

1.2. Elementos principales en el patio de una subestación eléctrica

Se mencionan los principales elementos que componen una subestación eléctrica, haciendo énfasis en los equipos que se encontrarán en cualquier tipo de subestación. Una subestación eléctrica consta de un conjunto de elementos utilizados para la realización de las maniobras y desconexiones de los circuitos o bahías que sean necesarias del sistema. Se listan los principales elementos que se encuentran típicamente en las subestaciones:

- Interruptores de potencia
- Seccionadores o cuchillas
- Transformadores de corriente (TC)
- Transformadores de potencial (TP)
- Pararrayos
- Transformador de potencia

1.2.1. Interruptor de potencia

Son equipos mecánicos de maniobra que tienen la capacidad de cerrar e interrumpir un circuito eléctrico en una subestación en condiciones de operación nominal en el circuito en donde se encuentre instalado, es además el encargado de actuar para liberar una falla eléctrica cuando esta se presente. Los mismos se pueden encontrar en diferentes marcas y modelos, es importante tomar en cuenta las características en las que deberá operar, tales como nivel de tensión y las condiciones ambientales, entre otras.

Figura 2. **Interruptor de potencia**



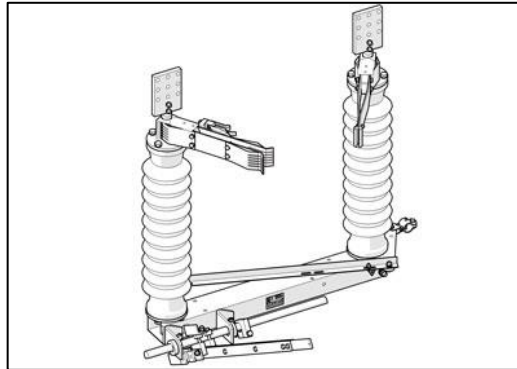
Fuente: Directindustry. *Interruptor de potencia*. img.directindustry.es/images_di/photo-mg/70728-7875080.jpg. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.2.2. Seccionador o cuchilla

Son dispositivos mecánicos encargados de conectar y desconectar distintos segmentos de una subestación, el objetivo de este elemento es aislar ciertos segmentos de la subestación y llevar a cabo las maniobras de operación o mantenimiento. Además, debe ser capaz de soportar sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito para tiempos específicos; con este equipo se puede validar físicamente que los tramos aislados de los circuitos se encuentran libres de tensión para ser intervenidos por el operador sin que exista peligro alguno.

Existen muchas variaciones y tipos de seccionadores, se clasifican de acuerdo con su tipo de accionamiento y la forma de su construcción física, y sin importar cuál sea esta última, deberán permitir la observación clara y entre tramos energizados y desenergizados.

Figura 3. **Seccionador de apertura central**



Fuente: Electrowerke. *Seccionador de apertura central*. www.electrowerke.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/Seccionador-Apertura-Central.jpg. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.2.3. **Transformador de corriente**

Se utiliza para medir la corriente en un circuito eléctrico, sin interrumpir el mismo. Su principio de operación es emplear el campo magnético del conductor en cuestión para determinar la corriente que fluye por él. Además, es el elemento encargado de retroalimentar a los relés de protección de las corrientes correspondientes a cada una de las fases del elemento por proteger. Los transformadores de corriente se deben especificar de acuerdo con la aplicación para la que se requiera. A los transformadores de corriente también se les conoce por el nombre de TC.

Existen transformadores de corriente de medición y de protección; como se mencionó anteriormente, debe tomarse en cuenta la aplicación y así evitar problemas de saturación del núcleo del TC o en su defecto mala precisión en la lectura obtenida.

Figura 4. **Transformador de corriente**



Fuente: Directindustry. *Transformador de corriente*. img.directindustry.es/images_di/photo-mg/70728-7886714.jpg. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.2.4. Transformador de potencial

Se utiliza para reducir las magnitudes de voltaje de puntos específicos del sistema de potencia a valores medibles por los relés de protección, medidores de energía u otros elementos que necesiten la referencia de voltaje del punto medido en específico. Los transformadores de potencial los podemos encontrar en dos tipos:

- Inductivo
- Capacitivo

1.2.4.1. Transformador de potencial tipo inductivo

Son elementos utilizados para reducir las tensiones a valores manejables y proporcionales a los encontrados en el lado de alta tensión de una subestación eléctrica, se pueden mencionar algunas características importantes de este tipo de transformadores tales como:

- Robustez debido a los aisladores
- Alta precisión
- Alto costo

1.2.4.2. Transformador de potencial tipo capacitivo

Son elementos que separan los elementos de medida y protección del circuito de alta tensión, proveyendo ciertas características importantes que permiten se puedan utilizar en distintas aplicaciones tales como:

- Acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia
- Alta robustez mecánica y reducido tamaño
- Poco mantenimiento debido a su amplio período de operación

Los TP, como son comúnmente llamados, al igual que sus homólogos los TC, deben ser especificados de acuerdo con la aplicación que se requiere de ellos. Una diferencia significativa entre los TP y los TC es que el TP no se ve afectado por los equipos de medición o protección conectados a él, los transformadores de potencial pueden ser utilizados tanto para medición como para protección.

Figura 5. **Transformador de potencial**



Fuente: RHONA. *Transformador de potencial*.
www.rhona.cl/uploads/2013/11/x20131111131948-transfodevoltaje.jpg.pagespeed.ic.VJj3tUQpdr.jpg. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.2.5. Pararrayos

Es el dispositivo de protección cuya función consiste en reducir los sobrevoltajes que eventualmente aparecen en instalaciones eléctricas como consecuencia de descargas electroatmosféricas o en su defecto maniobras necesarias en la operación del sistema. Para ofrecer protección a la instalación eléctrica, el pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase y tierra, y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor definido; el pararrayos opera directamente en función y efecto de la tensión.

Figura 6. **Pararrayos**



Fuente: Electrowerke. *Pararrayos*. <https://www.electrowerke.com.pe/producto/pararrayos-de-subestacion-clase-3/>. Consulta: diciembre 2019.

1.2.6. Transformador de potencia

Es un dispositivo eléctrico cuya función es la de aumentar o disminuir la tensión del circuito en el que se encuentre conectado para su posterior utilización dentro del sistema de potencia. El principio de funcionamiento es la inducción electromagnética, a través del cual se puede convertir de un nivel de voltaje a otro, manteniendo la potencia transmitida de un extremo al otro del transformador; es de hacer notar que este elemento opera exclusivamente con corriente alterna.

El transformador en su versión elemental consta del núcleo y los bobinados, a su vez cada uno de estos presenta características especiales, tales como la construcción del núcleo el cual está compuesto por láminas delgadas de metal que deben ser apiladas unas con otras sin ser soldadas. Esto permite mantener el flujo magnético a través de él, evitando que el mismo fluya a través del aire y así aumentar las pérdidas del núcleo.

Los transformadores de potencia pueden ser monofásicos o trifásicos, normalmente los monofásicos son utilizados para los circuitos de distribución, y los trifásicos para los circuitos de transmisión o en las plantas de generación. Como se mencionó anteriormente, el transformador de potencia es el elemento más importante de una subestación eléctrica, por lo que requiere de especial atención en su mantenimiento y operación.

Los interruptores de potencia, de un nivel de tensión arriba de 69 KV, normalmente constan de 2 bobinas para realizar los disparos, esto permite en ciertos casos, a solicitud del cliente, utilizar una de las bobinas para control y la otra para disparos, esto no es siempre de esta forma, lo aconsejable es utilizar ambas bobinas para los disparos, consta también de una bobina de cierre.

Figura 7. **Transformador de potencia trifásico**



Fuente: Revista electroindustria. *Transformador de potencia trifásico*.

<http://www.emb.cl/electroindustria/noti.mvc?nid=20130724w16&ni=abb-en-chile-se-adjudica-suministro-de-subestacion-para-nuevo-nivel-mina-el-teniente>. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.3. Sistema de control de subestaciones eléctricas

Se define como un conjunto de equipos y dispositivos, los cuales tienen funciones de medida, señalización, indicación, control y registro, los cuales verifican, protegen y ayudan a operar de manera correcta y segura el sistema de potencia. La función principal de un sistema de control de subestación eléctrica es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Un sistema de control para subestaciones puede dividirse en dos tipos:

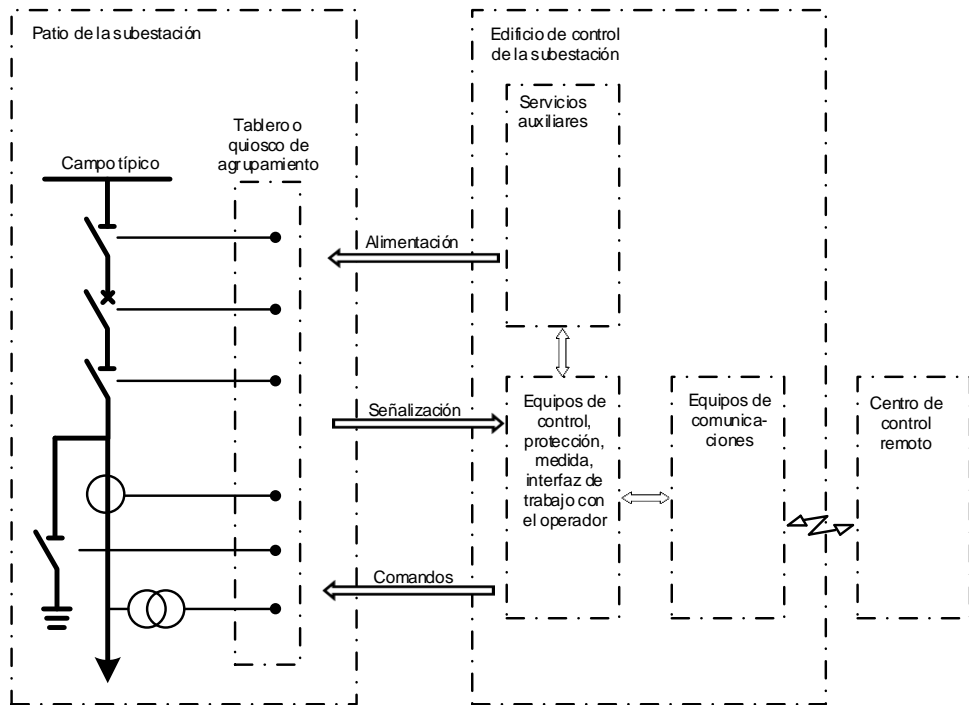
- Sistema de control centralizado
- Sistema de control distribuido

1.3.1. Sistema de control centralizado

Consiste en tener concentrado en un solo sitio, generalmente en el edificio de control, donde se encuentran todos los elementos destinados para la operación, monitoreo, control y protección, a través de las estaciones de trabajo, equipos de comunicación y servicios auxiliares.

Este tipo de control es el que se encuentra normalmente en las subestaciones que tienen una cantidad de años considerable de estar en operación. Si bien es cierto hoy en día se sigue utilizando con regularidad, no deja de ser un esquema antiguo con limitaciones. Se puede mencionar como tal, la alimentación VDC de los equipos de patio, que requieren de cableados de mayor longitud para llegar a todas las bahías, esto desde la caseta de control.

Figura 8. Diagrama de control centralizado



Fuente: Static. *Diagrama de control centralizado*. www.static.wixstatic.com/media/aaa5da_420a6c58599544fc9ea09841cddb4281.png/v1/fill/w_398,h_597,al_c,usm_0.66_1.00_0.01/aaa5da_420a6c58599544fc9ea09841cddb4281.png. Consulta: 4 de abril de 2018.

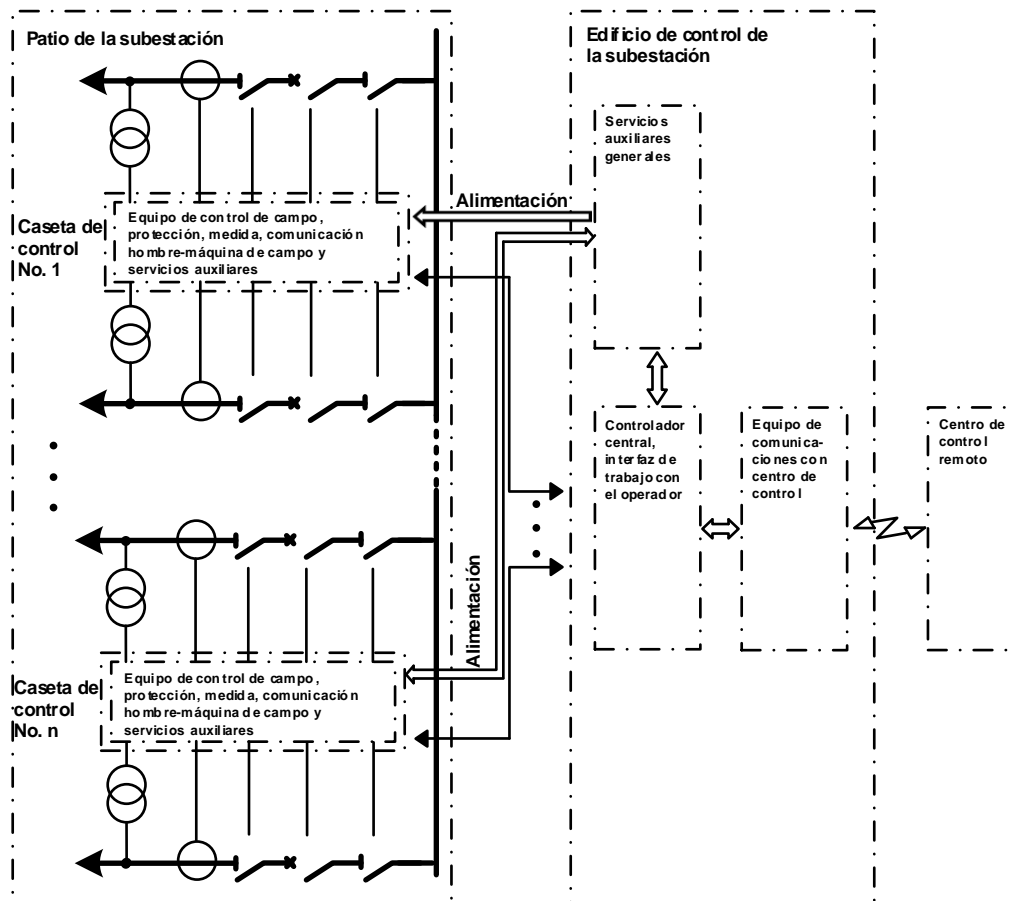
1.3.2. Sistema de control distribuido

Consiste en ubicar las casetas de control de la subestación en el patio de esta, llevando los controladores de bahía, protecciones y equipos de comunicación, lo más próximo posible a los equipos de patio para la recolección de señales de información, emitir comandos y efectuar procesamiento de datos.

El edificio de control consta como mínimo de una unidad de control central y la estación de trabajo del operador, las cuales se conectan con los controladores de bahía y protecciones ubicados en las casetas de control

mediante redes de comunicación (fibra óptica), este medio es el más efectivo en la velocidad de transmisión de información como a los efectos electromagnéticos que puedan afectar la comunicación.

Figura 9. Diagrama de control distribuido



Fuente: Static. *Diagrama de control distribuido*. www.static.wixstatic.com/media/aaa5da_420a6c58599544fc9ea09841cddb4281.png/v1/fill/w_398,h_597,al_c,usm_0.66_1.00_0.01/aaa5da_420a6c58599544fc9ea09841cddb4281.png. Consulta: 4 de abril de 2018.

1.4. Niveles de operación del sistema de control

En una subestación eléctrica, normalmente puede llegar a tener más de un modo de operación. Esto obedece en primer lugar a la importancia que tenga dentro del sistema de potencia, y en segundo lugar a las consideraciones para las cuales se desea operar. A continuación, se detallarán los niveles típicos que se implementan, a su vez, es importante mencionar que cada uno de los niveles opera única y exclusivamente, esto quiere decir que si está seleccionado un nivel de operación, los demás niveles quedan deshabilitados.

Se puede encontrar como máximo 4 niveles de operación, los cuales son:

- Nivel 0: patio
- Nivel 1: controlador de bahía
- Nivel 2: estación de operación
- Nivel 3: centro de control

1.4.1. Nivel 0: patio

Este nivel se tiene el mando o control desde los gabinetes de control de interruptores y seccionadores de cada elemento de la subestación, y los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Para este nivel de control se debe hacer la selección desde los selectores local/remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo interruptor, seccionador, entre otros.

Se tendrá directamente control de los equipos de patio de la subestación desde los elementos de operación, en donde se encuentra un selector local/remoto el cual permite seleccionar este nivel de control.

Los selectores pueden tener los siguientes estados para control:

- Local: control de los equipos en patio a través de los botones o pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes al sistema de control. Para la operación de interruptores desde patio se deben cablear las posiciones de los seccionadores adyacentes, de manera que únicamente se pueda operar el interruptor si los seccionadores están abiertos (este nivel debe ser usado únicamente para labores de mantenimiento).

- Remoto: operación de cualquiera de los tres modos reconocidos.
 - Nivel 1: controlador de bahía
 - Nivel 2: estación de operación (HMI local)
 - Nivel 3: centro de control

1.4.2. Nivel 1: controlador de bahía

Para este control los equipos serán operados desde el equipo controlador de bahía, la pantalla frontal de operación o en su defecto botones o pulsadores serán los encargados de enviar los comandos de operación a los equipos de patio, normalmente se encuentra otro selector de local/remoto, que puede encontrarse embebido en el controlador de bahía o bien en el tablero de control/protección de la bahía en específico.

El selector dependiendo de la posición en que se encuentre podrá tener control de la siguiente manera:

- Local: control de los equipos en patio desde el controlador de bahía o en su defecto desde los botones o pulsadores en el tablero de control/protección de la bahía en específico.
- Remoto: operación de cualquiera de los dos niveles.
 - Nivel 2: estación de operación (HMI local)
 - Nivel 3: centro de control

1.4.3. Nivel 2: estación de operación (HMI local)

Este nivel corresponde al control de los elementos de patio desde la estación del operador HMI (*Human Machine Interface*) del sistema de control. En esta estación se configura en las pantallas de operación un nuevo selector virtual de local/remoto para las opciones de control, opera de la misma forma que los niveles anteriores, excluyendo a los demás niveles de operación cuando se encuentra seleccionado este método:

- Local: operación desde el HMI (estación de operación), solo desde acá se tiene la función de control en este momento, deshabilita la operación desde el centro de control.
- Remoto: nivel 3 permite la operación desde el centro de control.

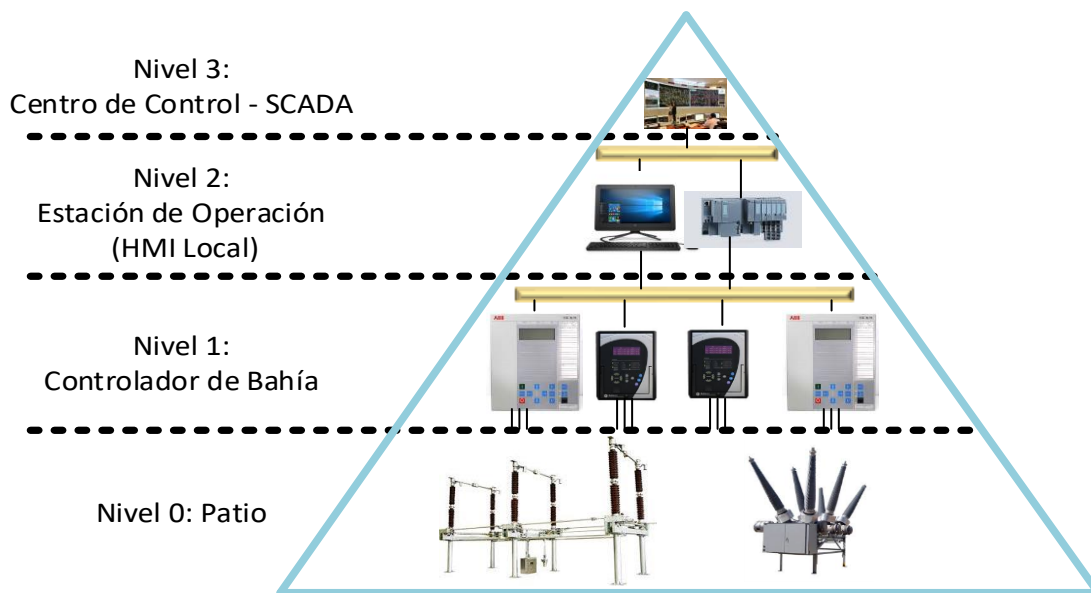
1.4.4. Nivel 3: centro de control

Este modo normalmente se selecciona cuando las subestaciones son desatendidas, permite el restablecimiento más rápido de un circuito cuando se

ha producido una falla. Se habilita cuando los selectores de los niveles 0, 1 y 2 se encuentran en remoto.

Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de operación a distancia, para el caso de nuestro país normalmente se utiliza el protocolo de comunicación DNP3 o en su defecto IEC 60870-5-101.

Figura 10. **Niveles de operación para control de subestaciones**



Fuente: elaboración propia.

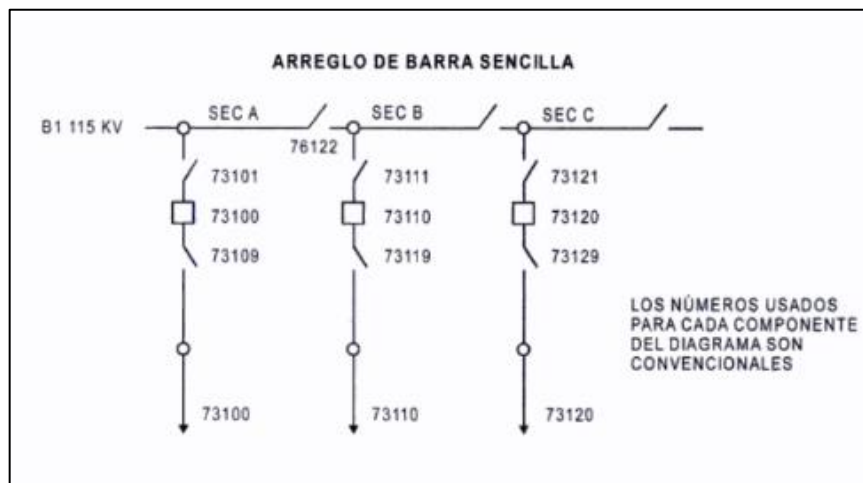
1.5. Topologías de subestaciones eléctricas

Corresponde a la configuración de los equipos electromecánicos pertenecientes a una subestación eléctrica, permitiendo la operación de la subestación con un alto grado de confiabilidad, seguridad y flexibilidad que permita el manejo, transformación y distribución de la energía.

1.5.1. Barra sencilla

Es la topología básica y más sencilla que se puede encontrar de alguna subestación, es la que utiliza la menor cantidad de equipo además de ser el más económico de implementar. Una de sus desventajas es que, al momento de darle mantenimiento a la subestación, debe ser desenergizada completamente. Provee poca flexibilidad y confiabilidad ya que, al momento de existir una falla en barras o daño en algún otro elemento, la subestación queda fuera de operación por completo.

Figura 11. Topología de subestación barra sencilla



Fuente: ENRÍQUEZ, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 43.

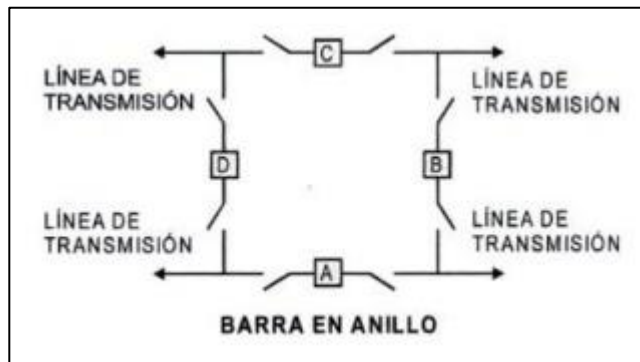
1.5.2. Barra en anillo

Esta topología básica ofrece algunos beneficios si es comparada con la barra sencilla, pero no llega a ofrecer el mismo nivel de confiabilidad y flexibilidad que la de interruptor y medio, dentro de las características más

importantes se menciona que se necesita la misma cantidad de interruptores de potencia que las bahías que contenga la subestación. El barraje se encuentra seccionado en varias partes, cada bahía contiene dos seccionadores adyacentes que permiten sea alimentado desde cualquiera de las barras adyacentes.

Una de sus principales desventajas está en el tamaño de la subestación, ya que requiere de un área más grande en su instalación y de las estructuras adicionales que se deben contemplar.

Figura 12. **Topología de subestación barra en anillo**



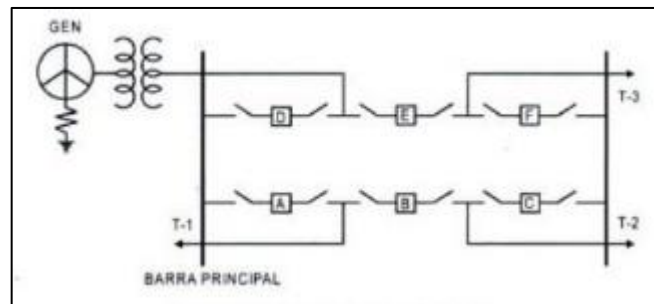
Fuente: ENRÍQUEZ, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 44.

1.5.3. Interruptor y medio

En este tipo de arreglo encontramos una característica importante, que es de donde se deriva el nombre, por cada dos bahías en la subestación se tendrán tres interruptores asociados, es decir que comparten uno de los interruptores, normalmente el del centro.

Ofrece un alto nivel de confiabilidad y flexibilidad tanto en condiciones de falla en barra o falla de alguno los interruptores, puede seguir siendo alimentado por la otra barra, por ello es importante desde el diseño se tenga contemplado que ambas barras tengan la capacidad de soportar la carga de la subestación completa.

Figura 13. **Topología de subestación interruptor y medio**



Fuente: ENRÍQUEZ, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 46.

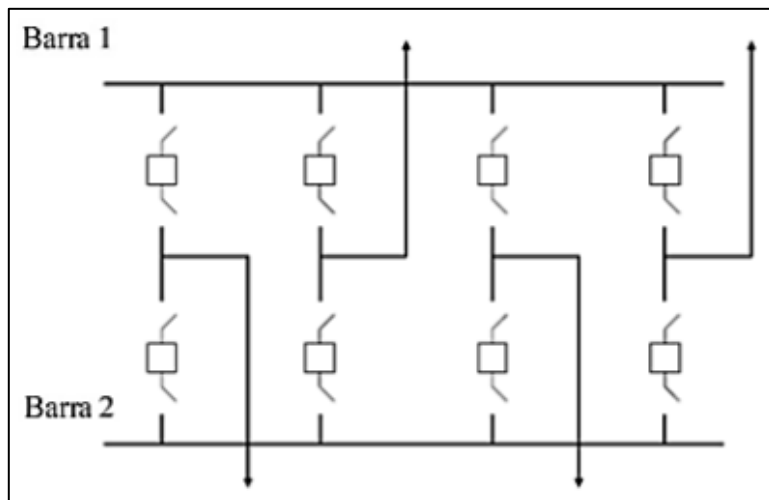
1.5.4. Doble barra y doble interruptor

Para esta topología se tiene el doble de elementos utilizados que, en una barra sencilla, tanto en el barraje como en los interruptores por cada bahía. Ofrece una gran versatilidad ya que permite transmitir toda la carga subestación de una barra a la otra al momento de presentarse alguna falla eléctrica o de alguno de los interruptores.

De las topologías mencionadas esta es la más costosa de todas, normalmente la encontramos utilizada cerca de las centrales de generación debido a que es donde la continuidad del servicio es crítica.

Cada una de las barras consta de su propia protección diferencial de barras, lo cual permite que al presentarse una falla en el barraje se pueda liberar la falla, desconectando todos los interruptores asociados a esa barra, permitiendo la continuidad del servicio a través del otro interruptor conectado a la otra barra.

Figura 14. **Topología de subestación doble barra y doble interruptor**



Fuente: ENRÍQUEZ, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 48.

1.6. Comparativa entre tecnologías de subestaciones

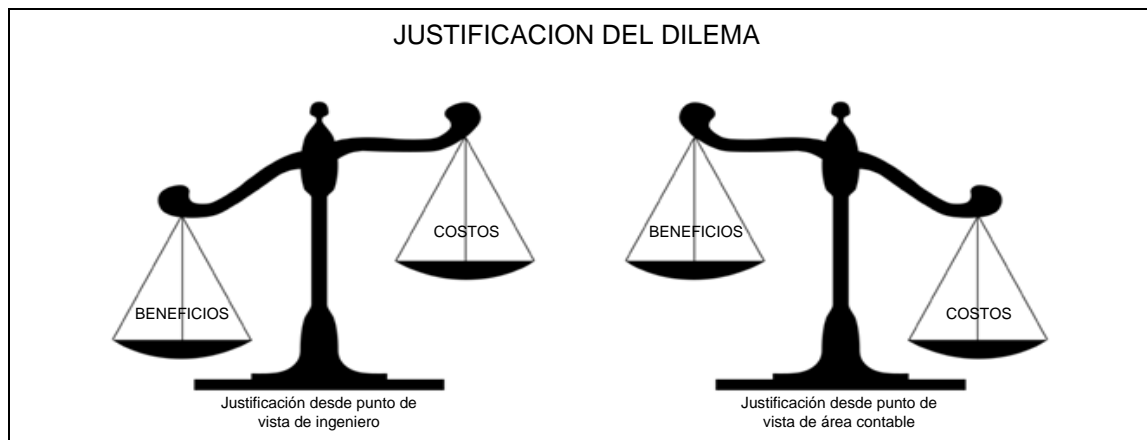
En las subestaciones eléctricas se han planteado muchos dilemas respecto de la diferencia en cuestión de costos en implementar una subestación convencional y una subestación digital utilizando como principal herramienta la norma IEC 61 850, por ello se plantean a continuación ciertos criterios que pueden y permiten hacerse una idea más general de cuales los beneficios de una u otra tecnología.

El dilema principal en el tema de las subestaciones eléctricas radica en los beneficios obtenidos de la implementación de una tecnología convencional o una tecnología digital son los suficientes para elegir una u otra. Esta se puede mencionar desde el punto de vista de quién lo esté evaluando, en definitiva, para un ingeniero tendrá una visión muy diferente que si se evalúa desde el punto de vista del área administrativa o contable.

El ingeniero propondrá una implementación de subestación digital, ya que esta implementación permitirá:

- Mayor flexibilidad al momento de cambios en las condiciones de las funciones de protección y control.
- Menor cantidad de cableados de señales.
- Instalación y puesta en servicio más rápida.

Figura 15. **Punto de vista de implementación de subestación eléctrica**

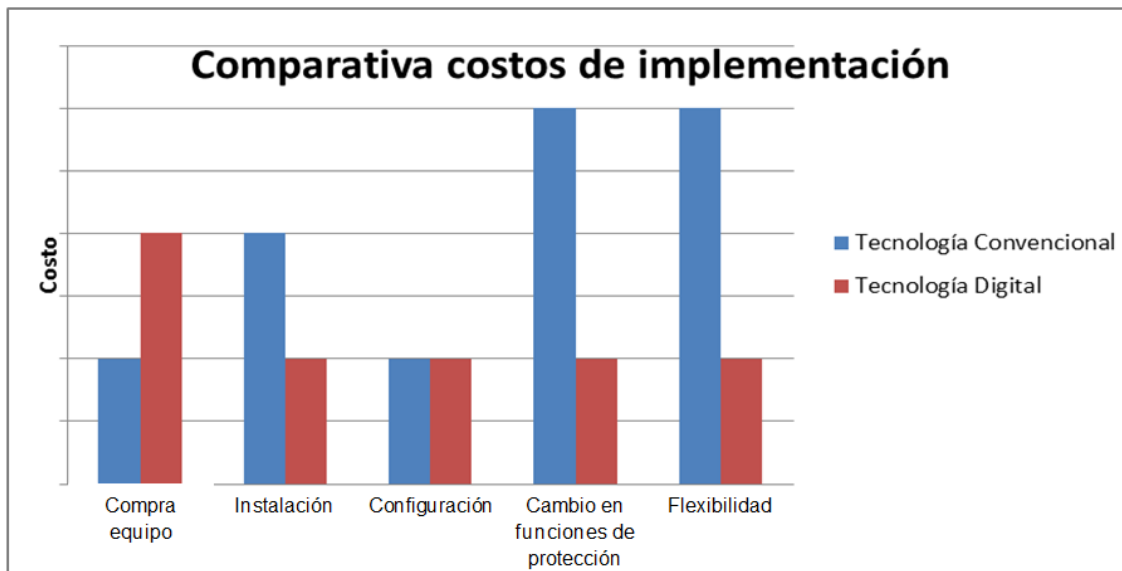


Fuente: Curso IEC61850. *Hand on training, An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013*. https://na.eventscloud.com/fileuploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 8 de abril de 2018.

La comparación presentada de los dos tipos de tecnologías se da en términos cualitativos, pero sí es de suma importancia conocerlos ya que permiten corroborar la importancia e impacto que se observaría al decidirse por uno u otro modelo.

La siguiente tabla muestra algunas de las características más importantes por tomar en cuenta para decidir el tipo de tecnología que se vaya a implementar:

Figura 16. **Comparativa costos de implementación**

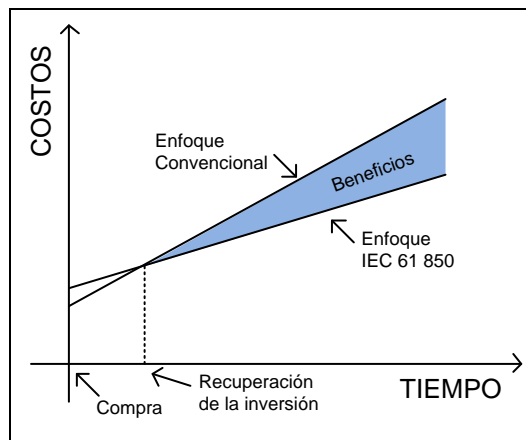


Fuente: elaboración propia, empleando Curso IEC61850 Hand on training, An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013.

Lo anteriormente descrito presenta una definición de cómo se evaluarán los costos a través del tiempo, en donde la inversión inicial con la tecnología digital o IEC 61 850, se vuelve un poco más costosa, pero en el transcurso del tiempo este gasto queda completamente justificado.

La elección de qué tipo de tecnología utilizar en muchas ocasiones se centra únicamente en el tema económico, con el paso del tiempo esta situación se deberá revertir, ya que todas las nuevas implementaciones de subestaciones poco a poco incorporarán la tecnología de IEC 61 850 provocando que, a un futuro no muy lejano, no se encuentren más subestaciones con tecnología convencional.

Figura 17. **Evaluación costo tiempo en tecnologías de subestación**



Fuente: Curso IEC61850. *Hand on training, An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013*. https://na.eventscloud.com/file_uploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 8 de abril de 2018.

2. RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Los relevadores de protección dentro de una subestación son elementos críticos para la correcta operación, de ello depende la detección de las fallas que se produzcan en el sistema eléctrico. Mediante estos elementos se despejan (aíslan) las fallas, por medio de los algoritmos incorporados en los relevadores. Estos dispositivos han tenido grandes avances en su tecnología, en la actualidad se encuentra que se han incorporado otras funciones adicionales, tales como capacidad de realizar lógicas de control y comunicación entre equipos al mismo nivel y nivel superior.

A continuación, se presenta un breve resumen de la historia de los relevadores de protección y su evolución.

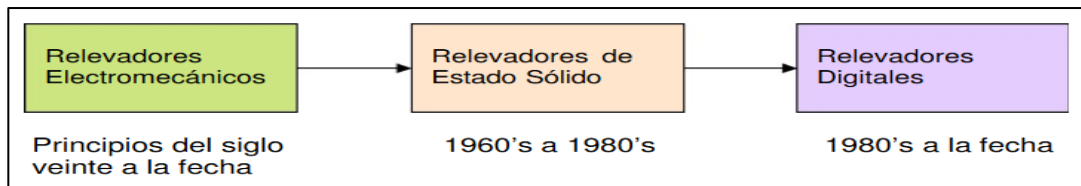
2.1. Historia

El primer método de protección para los sistemas eléctricos fue el fusible, el cual hoy en día se sigue utilizando, pero presenta el inconveniente que se daña al momento de detectar la falla, debe ser reemplazado para restablecer la operación del sistema que se protege con él. La primera versión de relevadores de protección automática que resuelve el problema del fusible, son los relevadores electromecánicos, los cuales surgieron hace un poco más de 100 años.

En el transcurso de este tiempo se han observado grandes avances desde los primeros equipos de protección hasta los que se encuentran hoy en día, los cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Relevadores electromecánicos
- Relevadores de estado sólido
- Relevadores digitales

Figura 18. **Evolución de los relevadores de protección**



Fuente: Scribd. *Introducción a los relevadores digitales.*

<https://es.scribd.com/doc/51572240/Introduccion-a-los-relevadores-digitales>. Consulta: 30 de junio de 2019.

2.1.1. Relevadores electromecánicos

La primera versión de los relevadores de protección tiene su principio de operación en la atracción/inducción magnética; estos relevadores utilizan el principio del motor de inducción, el cual contiene un disco que opera cuando circula por la bobina del relevador una corriente de igual o mayor magnitud a la a una previamente establecida (ajuste). Al girar el disco cierra un juego de contactos que dispara el interruptor de potencia.

Figura 19. **Relevador electromecánico**



Fuente: Protective Relays. *Relevador electromecánico*. www.circuitbreaker.com/protective-relays. Consulta: 30 de junio de 2019.

2.1.2. Relevadores de estado sólido

El principio de operación de este tipo de relevadores no está relacionado con el desplazamiento de piezas móviles. Su gran expansión se dio en la década de 1960, con el desarrollo de sistemas eléctricos más grandes y complejos e interconectados entre sí. Los relevadores de estado sólido fueron diseñados con circuitos electrónicos analógicos, los cuales hacen un equivalente de las funciones de detección que realizaban sus antecesores los relevadores electromecánicos.

Con el transcurso del tiempo y la nueva tecnología de integración de circuitos, los relevadores de este tipo utilizan ahora los amplificadores operacionales como su principal elemento para la detección de las fallas. Algunas de las diferencias que se pueden encontrar respecto de los relevadores electromecánicos son las siguientes:

- Tiempo de respuesta más rápido
- Mayor tiempo de vida
- Mayor sensibilidad
- Reducción de tamaño

Figura 20. **Relevador de estado sólido**



Fuente: Metrum Henan. *Relevador de estado sólido*. <https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/protection-relay-services/legacy-relays-and-related-devices-and-tools/three-phase-overcurrent-relay-spaj-131-c>. Consulta: 30 de junio de 2019.

2.1.3. Relevadores digitales

Su principio de operación es la conversión de señales de corriente y tensión en señales binarias por medio de un convertidor analógico/digital, posteriormente estas señales son procesadas por los algoritmos de operación de cada una de las funciones de protección. Una característica importante de los relevadores digitales es la multiplicidad de funciones que puede realizar, comúnmente a estos equipos también se les denomina IED (*Intelligent Electronic Device*).

Es de suma importancia mencionar sobre los relevadores digitales su capacidad de autodiagnóstico (hardware y software) proveyendo señales de alerta o indicación. Los distintos fabricantes de equipos de protección implementan sus algoritmos para las funciones específicas que se pondrán en servicio de acuerdo con el estudio de cortocircuito y el de coordinación de protecciones.

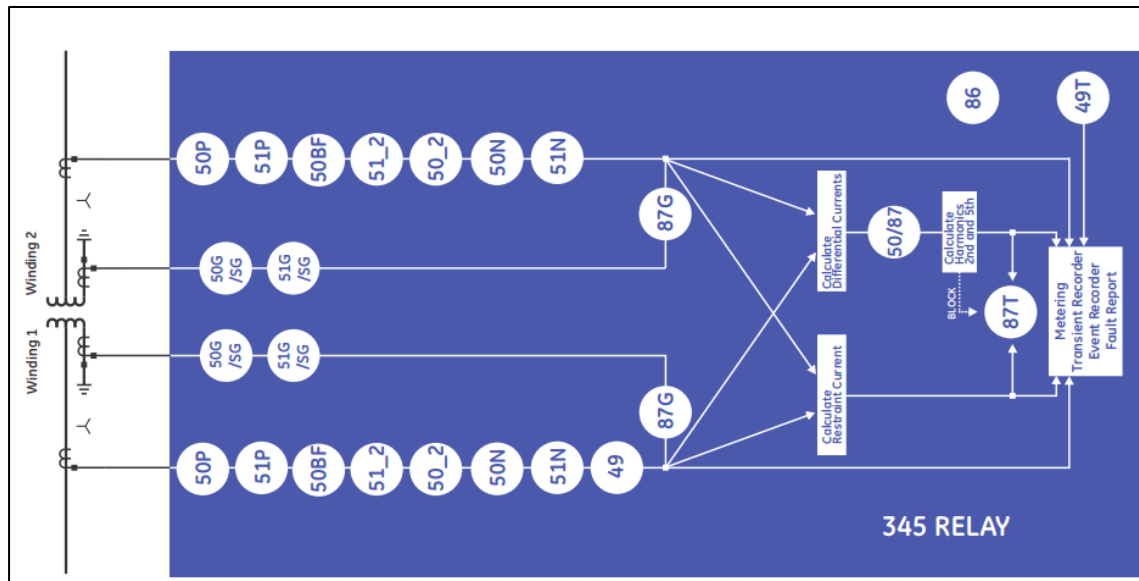
Además, se encuentra que estos equipos tienen la capacidad de almacenar información previa, durante y después de una falla, permitiendo realizar el análisis respectivo del evento más fácil y con una mayor rapidez.

Figura 21. **Relevador digital**



Fuente: Metrum Henan. *Relevador digital*. <https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/protection-relay-services/legacy-relays-and-related-devices-and-tools/three-phase-overcurrent-relay-spaj-131-c>. Consulta: 30 de junio de 2019.

Figura 22. **Relevador digital, funciones de protección disponibles en el equipo**



Fuente: ABB. *Relevador digital, funciones de protección disponibles en el equipo.*

<https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/protection-relay-services/legacy-relays-and-related-devices-and-tools/three-phase-overcurrent-relay-spaj-131-c>. Consulta: 30 de junio de 2019.

Los IED tienen una gran variedad de funciones de protección que pueden ser implementadas, su selección depende del elemento eléctrico que se desea proteger. De allí también surge la necesidad de elegir el dispositivo que cubre los requerimientos mínimos de protección que serán implementados, el mismo depende del elemento eléctrico del sistema que se va a proteger.

En las subestaciones eléctricas normalmente se encuentran equipos de protección de distintos modelos, en muchas ocasiones comparten las funciones disponibles, pero implementadas solamente las necesarias para cada caso en específico. Dentro de una subestación del sistema eléctrico de potencia se

pueden encontrar los siguientes equipos de protección y control como los más comunes:

- Relevadores de protección de línea
- Relevadores de protección de transformador
- Relevadores de protección de barra
- Relevadores de protección de alimentador

Los equipos listados anteriormente, requieren de un IED independiente para cada una de las funciones, dependiendo de los requerimientos de operación y control en la subestación, deben interactuar/operar en paralelo uno o más equipos al mismo tiempo.

2.2. Comunicación con relevadores digitales

Los relevadores digitales crearon una revolución en la forma en que se implementan hoy en día las funciones de protección dentro del sistema eléctrico de potencia, esto se debe a una serie de razones dentro de las cuales se describirán algunas de las más importantes.

Los fabricantes de los relevadores digitales de protección han incluido en sus equipos distintas funciones a las de protección incorporando en los relevadores o IED capacidades de almacenamiento de eventos cuando se produce una falla, además de registrar cuando el equipo tiene algún problema interno, ya sea en software o hardware.

Al incorporar dichas funcionalidades a los equipos también se han visto en la necesidad de facilitar a la persona encargada de configurarlo las herramientas necesarias para que su trabajo sea más sencillo y rápido de

realizar. Por esto se han agregado puertos de comunicación desde los cuales se puede interconectar hacia una computadora, utilizando un software dedicado para este propósito el cual es único y específico para cada fabricante.

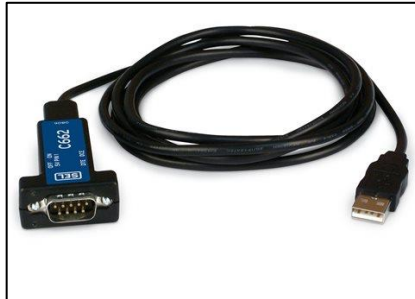
Con esta herramienta el proceso de pruebas de puesta en servicio y mantenimiento posterior se hace mucho más sencillo, a diferencia de los relevadores de estado sólido previamente mencionados que su método de configuración se ejercía a través de medios mecánicos para el ajuste requerido (dip *switches* o potenciómetros).

2.2.1. Comunicación con relevadores y software propietario

La comunicación de los relevadores trajo un gran beneficio para el implementador o ingeniero de puesta en servicio de los equipos, proveyéndole nuevas herramientas para realizar su trabajo más sencillo y rápido. El método utilizado para la configuración es la conexión punto a punto, utilizando un puerto de comunicación serial RS-232, con un conector DB9.

La conexión se realizaba de punto a punto con conectores DB9 en ambos extremos (relevador y computadora), posteriormente las computadoras ya no contaban con un puerto serial físico, por lo que se vio la necesidad de incorporar los cables convertidores serial/USB como el mostrado a continuación.

Figura 23. **Cable de comunicación USB/Serial**



Fuente: USB/Serial. *SEL-C662*.

<https://selinc.com/products/usb-serial/>. Consulta: 30 de junio de 2019.

La comunicación establecida por este medio físico entre el relevador y la computadora es para la configuración de parámetros de protección, control y comunicación hacia otro equipo en un nivel superior, por ejemplo, un HMI o un SCADA.

2.2.2. Comunicación con relevadores hacia HMI/RTU o SCADA

Alrededor de la década de 1980 cuando se incorporó un medio físico a los equipos de protección, se tiene la capacidad de extraer la información del relevador, esto aplica tanto señales digitales como analógicas. Las señales se reportan y monitorean desde la estación de trabajo del operador, facilitando el trabajo de este ya que centraliza la información de las diferentes bahías de la subestación en un solo sitio. Esta característica permite que los relevadores digitales puedan comunicarse a equipos que se encuentran en un nivel superior. Incorporando en este punto los niveles 3 y 4 de control en la subestación, para lo cual los equipos de patio (interruptores, seccionadores) tienen la capacidad de ser operados desde un centro de control nacional, en el

caso de que pertenezcan al SNI, o desde el HMI local por el operador de la subestación.

La comunicación, hoy día, se puede encontrar en distintas formas o medios físicos, cada uno de ellos con sus características especiales, así como también sus limitantes, los más importantes son los siguientes:

- Comunicación serial RS-232
- Comunicación serial RS-485
- Comunicación Ethernet cobre
- Comunicación Ethernet fibra óptica

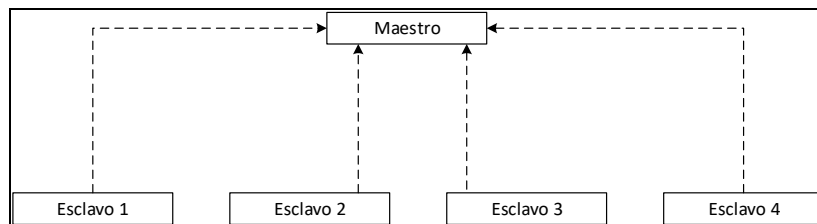
2.2.2.1. Comunicación serial RS-232

En los primeros relevadores digitales, la tecnología disponible para ese momento permitía únicamente utilizar la comunicación serial como única y casi que exclusiva. Dicha tecnología se sigue utilizando, algunos fabricantes de relevadores incorporan este tipo de comunicación para la administración de los equipos, aunque esto no es obligatorio manejarlo de esta forma.

La comunicación RS-232 fue diseñado en la década de 1960 para establecer la comunicación entre un equipo terminal de datos DTE (*Data Terminal Equipment*, el PC en este caso) y un equipo de comunicación de datos o DCE (*Data Communication Equipment*, normalmente un módem). Es una conexión punto a punto, lo que significa que el equipo maestro necesita la misma cantidad de puertos de comunicación como relevadores o equipos se desee interrogar. Tiene ciertas limitaciones, las que se presentan debido a tensiones de alrededor de 15 voltios, además que los circuitos no son balanceados, provocando que sea más susceptible al ruido.

Los parámetros de la transmisión de datos son configurables, en el caso de la velocidad puede variar entre 50 y 19,200 baudios.

Figura 24. **Comunicación serial RS-232**



Fuente: elaboración propia.

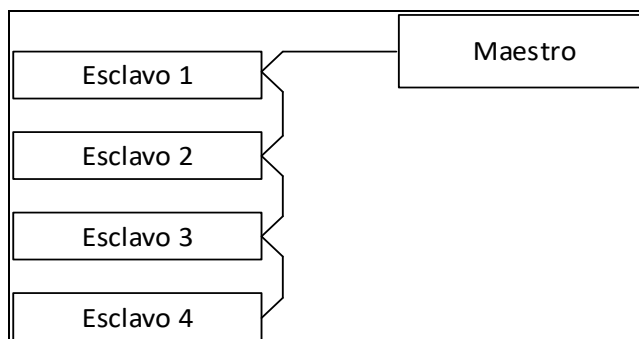
2.2.2.2. **Comunicación serial RS-485**

Este tipo de comunicación serial maneja básicamente circuitos balanceados, con un voltaje entre 5 y 6 voltios, lo que permite que tenga cierto nivel de inmunidad al ruido. Una diferencia muy marcada con respecto a su antecesor el RS-232, es que permite conectar más de un equipo esclavo en el puerto de comunicación del maestro, con la limitante que sólo un equipo puede ser interrogado a la vez.

La norma establece que para este tipo de conexiones está dado por un cable de cobre trenzado y terminales atornillables dando una mayor resistencia a la interferencia electromagnética y mayor velocidad de transmisión que con la norma RS-232. Se tiene un valor máximo de 32 equipos que pueden ser conectados en un solo puerto, aunque en la práctica esto no se trabaja de esta forma.

La distancia máxima por alcanzar para la transmisión está dada por la relación que existe entre el volumen de los datos a transferir y la cantidad de equipos a transmitir información por la red. La distancia máxima que se puede alcanzar es de 1 200 metros con una velocidad de 10 Mbps.

Figura 25. **Comunicación serial RS-485**



Fuente: elaboración propia.

2.2.2.3. **Comunicación Ethernet**

Es la tecnología de red de área local (LAN) más utilizada e instalada. Es un protocolo de capa de enlace TCP/IP, la misma describe cómo los dispositivos conectados en la red pueden enviar y recibir información de otros dispositivos de red en el mismo segmento de red.

Está dentro de la familia de estándares conocida como IEEE 802.3, Ethernet que fue desarrollado por Xerox en la década de 1970. Ethernet fue inicialmente diseñado para funcionar con cables coaxiales, pero una LAN Ethernet típica ahora usa grados especiales de cables de par trenzado o cableado de fibra óptica.

Están involucradas la capa 1 (la capa física) como la capa 2 (la capa de enlace de datos) las cuales corresponden al modelo OSI de protocolo de red. En Ethernet están definidas dos unidades de transmisión: paquete y estructura.

La estructura contiene además de la carga útil de datos que se transmiten, sino también información de direcciones que identifica las direcciones físicas de Control de acceso (MAC) tanto del emisor como del receptor, la bandera de VLAN y estadísticas de calidad, así como la información de los errores encontrados en la transmisión.

Todos los mensajes están empaquetados en el que se encuentran varios bytes de información que se utilizan para establecer la conexión e identificar donde comienza el mensaje.

Los estándares de Ethernet han evolucionado tanto que hoy en día abarcan nuevos medios, funcionalidades y mayores velocidades de transmisión. Por ejemplo, 802.3ac para acomodar la VLAN, la bandera de prioridad y los requisitos funcionales, por ejemplo 802.3af define al *Power Over Ethernet* (POE) como crucial para la mayoría de las implementaciones de telefonía IP y Wi-Fi.

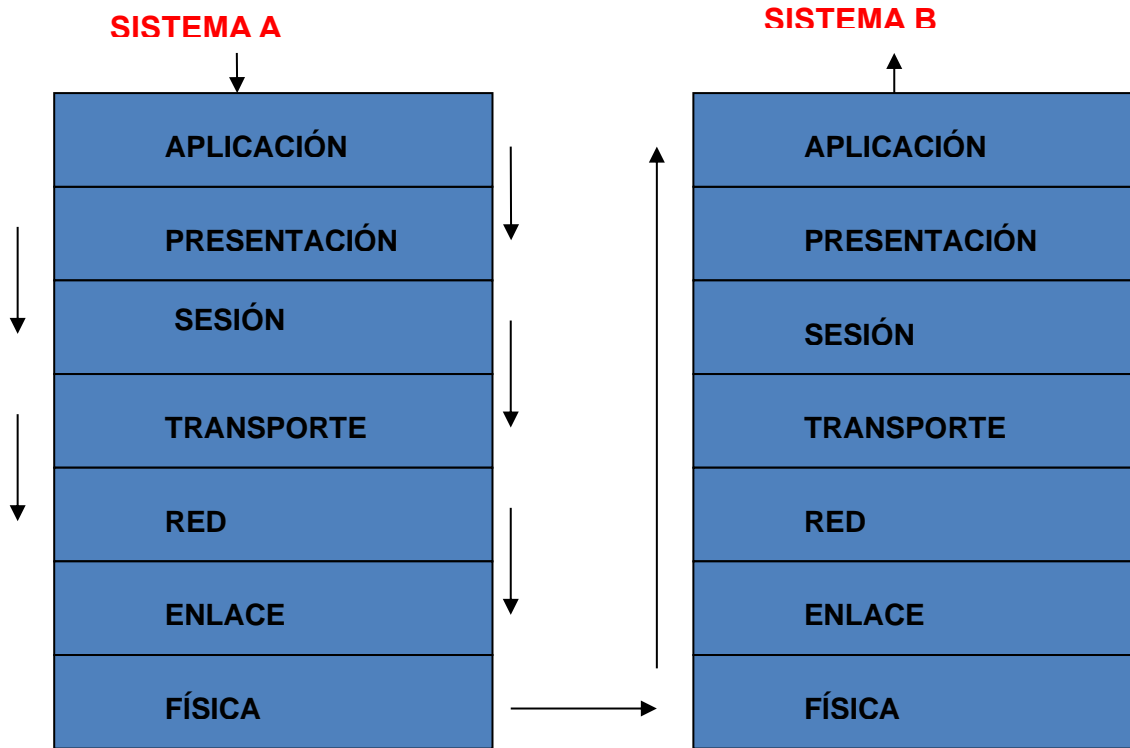
Al inicio, Ethernet se identificó como un medio compartido: múltiples dispositivos en la red conectados como una serie; pero luego cambió a la topología estrella que utiliza routers Ethernet (que replicaban todo el paquete de datos de un puerto a cualquier otro). Los dispositivos de Ethernet verifican si otro equipo está transmitiendo al mismo tiempo al ser de esta forma (detecta la colisión) esperará un poco antes de volver a intentar la transmisión.

Con el transcurso del tiempo, los concentradores fueron reemplazados por conmutadores, que envían a cada puerto únicamente el tráfico dirigido al dispositivo conectado en ese puerto. Además de esto y la migración del cableado de cobre trenzado a coaxial (con pares exclusivos para enviar y recibir datos) y fibra óptica, contribuyeron a que estos problemas se resolvieran.

Las redes Ethernet más utilizadas son llamadas 100 BASE-T ("BASE-T" indica que los sistemas utilizan un cableado de par trenzado) proporcionando velocidades de transmisión de hasta 100 Mbps. Gigabit Ethernet proporciona velocidades de 1 000 Mbps. Existe un desarrollo constantemente con el objetivo de lograr velocidades más altas para su estandarización.

El personal de redes normalmente utiliza las redes 100 BASE-T para la conexión de computadoras, impresoras y usuarios comunes. La red 1 000 BASE-T principalmente en aplicaciones que involucran servidores y almacenamiento. Con el paso del tiempo, es necesario incrementar la velocidad en cada conexión debido a la demanda de información requerida.

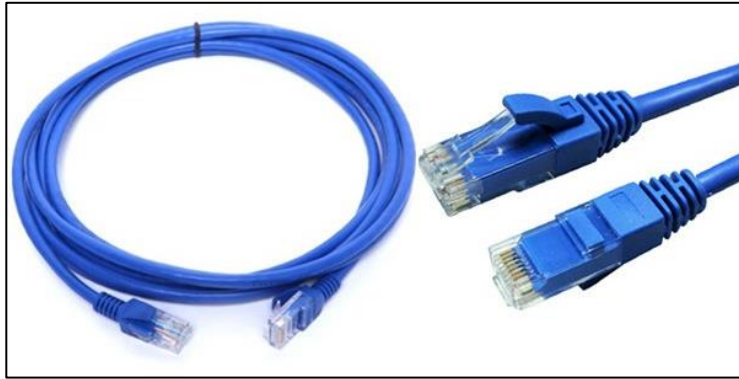
Figura 26. Modelo OSI protocolo de red



Fuente: Culturation. *Especial Modelo OSI: Introducción*. <http://culturacion.com/especial-modelo-osi-introduccion/>. Consulta: 30 de junio de 2019.

Para cada red LAN Ethernet típica se utiliza un tipo distinto de cables de par trenzado o *patch cord* de fibra óptica, esto depende de la aplicación que se vaya a implementar. En el caso de la fibra óptica, se tienen dos tipos distintos, que básicamente difieren una de otra en las distancias máximas que se pueden alcanzar con cada tipo. La fibra óptica monomodo, que es utilizada para distancias mayores a 1 km, y la fibra óptica multimodo es utilizada para distancias menores a 1 km; esto aplica para equipos conectados directamente a *switches* o convertidores de medio.

Figura 27. **Conector Ethernet cobre**



Fuente: AliExpress.com *Productos reciclados*. <https://es.aliexpress.com/i/32545286180.html>.

Consulta: 30 de junio de 2019.

Figura 28. **Conector Ethernet fibra óptica**



Fuente: NEXUS. *Conector Ethernet fibra óptica*. <http://www.nexus.com.pe/productos-detalle/siemon-fj2-lclc5v-03aq-patch-cord-fibra-optica-lc-lc-om4-3mts/>. Consulta: 30 de junio de

2019.

2.3. Lógica de control en relevadores

La lógica de control consiste en la configuración de una serie de elementos lógicos disponibles en los controladores, que permita manipular de forma segura y adecuada un proceso. Dentro de estos se pueden encontrar temporizadores, compuertas lógicas, flip-flop y variables internas de los equipos.

En los relevadores de protección, se encuentra que hoy en día tienen muchas más capacidades que su función principal de protección; una de ellas es la de ejecutar lógicas de control, las cuales permiten monitorear, controlar y operar los elementos de patio de una subestación eléctrica. Todo esto depende de proveerle al equipo las herramientas necesarias para este efecto.

El método utilizado para la configuración de las lógicas de control está en función de la marca del relevador a utilizar; en muchos casos son situaciones similares, pero en general cada fabricante ha incorporado el método que le parece el óptimo para el desarrollo de las lógicas en su equipo específico.

Los relevadores de protección para realizar sus operaciones necesitan recibir retroalimentación del estado de los elementos por controlar, a su vez, necesitan ejecutar de alguna forma los controles, para lo que se debe tener como mínimo en el relevador múltiples unidades de cada uno de los siguientes ítems:

- Entradas digitales o binarias
- Salidas digitales o binarias
- Entradas analógicas

Figura 29. **Software de interfaz relevador General Electric 345**

SETTING	PARAMETER
LOGIC ELEMENT 1	
Name	Cerrar 52T Alta
Function	Control
Asserted	On
Number of Triggers	4
Trigger Source 1	Contact Input 2 On
Trigger Source 2	Contact Input 6 On
Trigger Source 3	Contact Input 5 Off
Trigger Source 4	Contact Input 8 Off
Trigger Logic	AND
Pickup Time Delay	0 ms
Dropout Time Delay	0 ms
Relays	Relay : 3
Number of Blocks	2
Block 1	Contact Input 1 On
Block 2	Off
Block Logic	OR
Open View	Open View

Fuente: elaboración propia, empleando Software EnerVista 3 Series Setup versión 2.40.

2.3.1. Entradas digitales

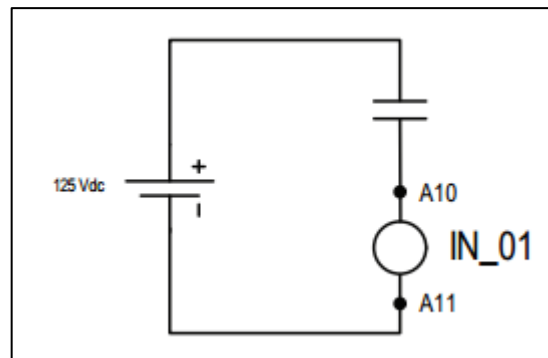
El equipo de protección consta de una cantidad limitada de contactos de entrada. Para el caso de las entradas digitales, su principio de operación es al recibir un voltaje en AC o DC (depende del fabricante), que supere el umbral de detección de señal, el equipo interpreta si está o no energizada la entrada digital.

Se puede denominar también entrada binaria, ya que solamente puede tener 2 estados 1 o 0. En algunos casos es configurable el tiempo mínimo que debe durar la señal para ser detectada por el equipo, ciertos equipos pueden

tener una característica adicional en sus entradas digitales, pueden tener polaridad para la detección de la señal, esto depende en muchos casos del tipo de equipo, los fabricantes los definen por las capacidades que tienen, gama alta o gama baja.

Además, se pueden encontrar que las entradas binarias pueden manejar distintos voltajes de operación, esto debe ser solicitado al fabricante, ya que se hace bastante complejo cambiar un equipo o una tarjeta cuando ya ha sido entregado, para el caso en particular de Guatemala todos los equipos deben ser importados desde sus países de origen. Una configuración típica de conexión de entrada digital es la siguiente:

Figura 30. **Conexión de entrada digital**



Fuente: SELINC. *SEL-2411 Programmable automation controller, Instruction Manual 20120907.*
https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/2411_DS_20200605.pdf?v=20200619-142100. Consulta: 29 de julio de 2019.

2.3.2. Salidas digitales

Son las encargadas de ejecutar las órdenes que el equipo de control envíe al cumplirse la lógica de control. Las salidas digitales o binarias como también

se les conoce, pueden tener un amplio margen para su operación, esto en función del voltaje que puede manejar, además del tipo de salida por utilizar.

En algunos casos los relevadores tienen salidas específicas que el mismo fabricante define para que sean utilizadas para la operación de disparo o cierre de interruptores o seccionadores, lo han definido de esta forma debido a que esos contactos de las salidas digitales tienen la capacidad de soportar corrientes con una mayor magnitud circulando por ellos.

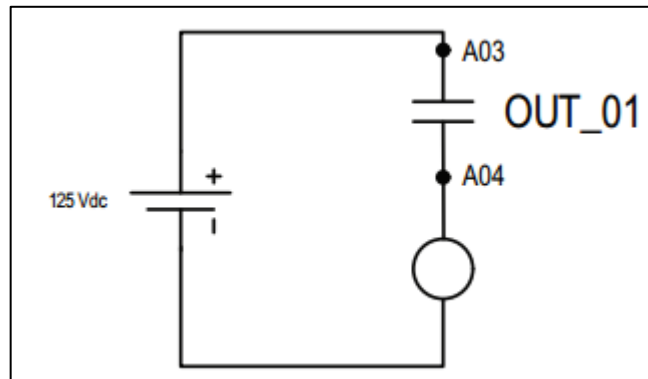
Se pueden encontrar como en el equipo de control SEL-2411 salidas digitales tipo A y tipo C, para las que su principal diferencia está en que primera es un contacto seco, normalmente abierto, que se cierra cuando la lógica de control se lo indica.

Para la salida tipo C tiene dos contactos uno abierto y uno cerrado, al indicarse desde la lógica de control que se opere esta salida, el contacto abierto pasa a cerrado y el contacto cerrado pasa a abierto, lo antes mencionado es específico del fabricante de relevadores SEL.

Se puede configurar el tiempo que el contacto de cada salida permanece abierto/cerrado según sea el caso, independientemente de lo que indique la lógica de control, lo que ayuda al momento de hacer una implementación debido a que los equipos en ciertas ocasiones requieren que los pulsos para que ellos operen sean de una duración mayor.

A continuación, se muestra la conexión típica de una salida digital de un relevador de protección.

Figura 31. **Conexión de salida digital**



Fuente: SELINC. *SEL-2411 Programmable automation controller, Instruction Manual 20120907.*
https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/2411_DS_20200605.pdf?v=20200619-142100. Consulta: 29 de julio de 2019.

2.3.3. Entradas analógicas

Los relevadores de protección constan de entradas analógicas cuya cantidad depende del tipo de elemento por proteger, en algunos se puede encontrar solamente entradas de corriente, en otros una combinación de corriente y voltaje, las distintas combinaciones dependen de la flexibilidad que cada fabricante tenga respecto de este tema, normalmente están definidas las combinaciones que se pueden elegir.

Las entradas de corriente y voltaje son las encargadas de entregar las referencias de estas dos magnitudes eléctricas al relevador, los cuales son valores secundarios que corresponden a una relación de los valores medidos en el lado de alta tensión.

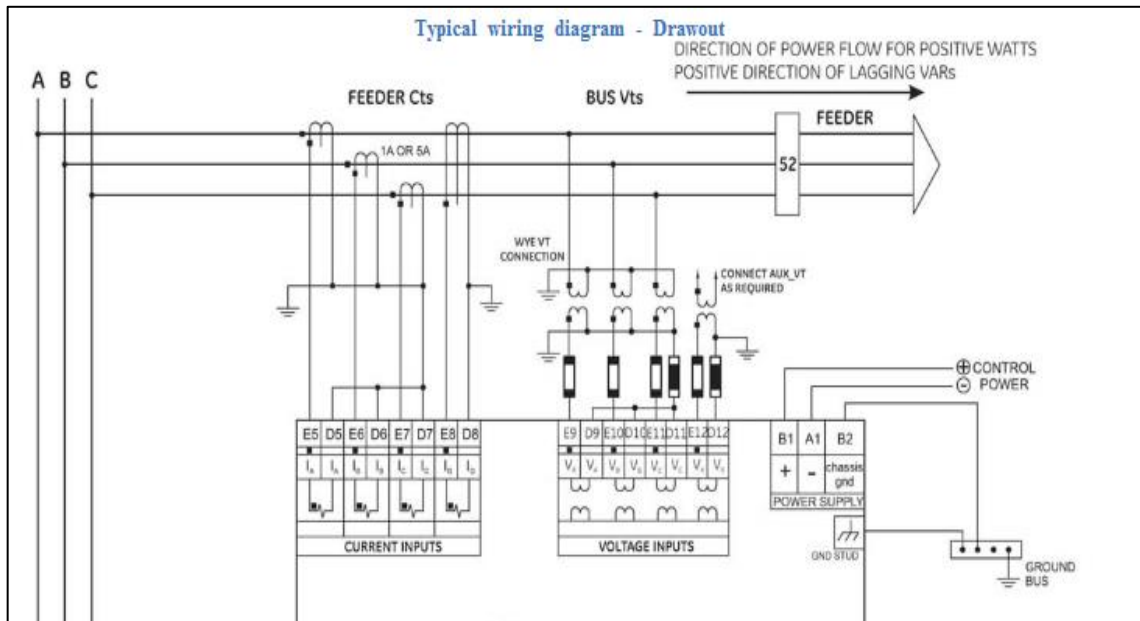
Las entradas de corriente, se puede encontrar de dos tipos principalmente, entradas a 1 o 5 amperios secundarios. El lado de alta tensión depende de la corriente máxima que se espera por ejemplo 2000:5, lo que representa que, por cada 2 000 amperios primarios, se obtendrán 5 amperios secundarios.

En las entradas de voltaje se puede encontrar un margen más amplio de operación de los relevadores, por ejemplo, en el relevador SEL-421 su intervalo es de 0 a 300 V. Normalmente los valores de relación de transformación se expresan en el valor primario, respecto del secundario por ejemplo $69\,000\sqrt{3} / 120\sqrt{3}$ V, lo que se puede interpretar que por cada 69 000 voltios primarios dividido entre la raíz cuadrada de 3, se obtendrán 120 voltios secundarios entre la raíz cuadrada de 3.

Las entradas de corriente y voltaje son las más importantes en los relevadores de protección, ya que sin ellas el relevador de protección puede ser considerado como un equipo sin utilidad debido a que no puede obtener la información del elemento por proteger al momento de alguna falla. Es importante mencionar la importancia de colocar elementos de voltaje y corriente que tengan la misma relación entre las fases, ya que el relevador puede operar de forma errónea al momento de conectar una combinación distinta de elementos.

Un tema importante de mencionar en el caso de las entradas de corriente es que el relevador espera recibir en sus entradas la polaridad del transformador de corriente, no solo para las mediciones que pueda presentar, sino que para funciones de protección que puedan incluir la direccionalidad para la detección de las fallas.

Figura 32. **Conexión de entradas de tensión y corriente**



Fuente: elaboración propia, empleando Software EnerVista 3 Series Setup versión 2.40.

2.4. Lógica de protección en relevadores

En los relevadores de protección, la lógica de protección es la más sencilla de todas, debido a que básicamente se requiere tomar las funciones de protección que arroje el estudio de coordinación de protecciones y asignar todas esas señales a las salidas digitales para disparo del o de los interruptores de potencia asociados al elemento por proteger.

Los interruptores, luego de recibir las señales deben liberar las fallas en los tiempos establecidos para evitar daño en los equipos de potencia. La lógica de protección puede y debe ser lo más sencilla y directa posible; depende de cada fabricante la forma de configurarla. En general se puede resumir en una

matriz de disparos que debe contener todas las razones de disparo configuradas en el relevador de protección.

En la siguiente imagen se observa la configuración de las señales de disparo, correspondiente a las funciones de protección.

Figura 33. **Configuración de razones de disparo**

The image shows a software interface titled "Trip Logic" with a list of configuration items. Each item consists of a label, a description, a text input field, and a menu icon (three dots).

Label	Description	Configuration
TRXFMR	Trip Condition(s) for Transformer Terminals (SELogic)	87R OR 87U OR 87Q OR PSV10
ULTXFMR	Unlatch Trip Condition(s) for Transformer Terminals (SELogic)	TRGTR
TRS	Trip Condition(s) for Terminal S (SELogic)	TRPXFMR OR 51T01 OR 50SP1 OR 51T02 OR 50SG1
ULTRS	Unlatch Trip Condition(s) for Terminal S (SELogic)	TRGTR
TRT	Trip Condition(s) for Terminal T (SELogic)	TRPXFMR OR 51T03 OR 51T04
ULTRT	Unlatch Trip Condition(s) for Terminal T (SELogic)	TRGTR

Fuente: elaboración propia, empleando Software AcSELerator Quickset versión 6.7.2.2.

3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

La automatización hoy día juega un papel muy importante en el desarrollo de la vida cotidiana. Es crítico para ciertas actividades, en las que por ejemplo los equipos de protección y control del sistema de distribución eléctrica se encuentran en lugares distantes o de difícil acceso. Por ello, es importante contar con un nivel de automatización que cumpla con facilitar los trabajos al momento de ser requeridos.

Un protocolo de comunicación se puede definir como el conjunto de reglas que especifican el envío y recepción de información entre dos o más dispositivos de un sistema. El protocolo define únicamente cómo se deben comunicar los equipos, es decir el formato y la secuencia de datos que van a intercambiar.

Los protocolos de comunicación pueden utilizar las siete capas del modelo OSI, o bien solo una parte de ellas, depende del tipo de aplicación en el que sea utilizado. Dos equipos de diferentes marcas se pueden comunicar entre ellos solo si usan el mismo protocolo de comunicación. Debido a esto, en el mercado se pueden encontrar una gran variedad de protocolos, muchos de los grandes fabricantes de equipos de protección definieron cada uno su protocolo de comunicación en específico.

La diversidad de protocolos de comunicación existentes en el mercado, se pueden dividir en dos categorías:

- Protocolos propietarios

- Protocolos abiertos

3.1. Protocolos propietarios

Son desarrollados, pertenecen y son controlados solo por el fabricante; significa que una empresa o un grupo muy pequeño de empresas controlan el uso específico de esa tecnología. Alrededor de la década de 1980 las empresas desarrolladoras de su protocolo propietario empezaron a experimentar problemas de interacción de sus equipos con equipos de un distinto fabricante.

En el caso del protocolo propietario, el desarrollador da mantenimiento y provee las condiciones para el desarrollo continuo del mismo. Una opción es que se convierta en la base para un acuerdo de licencia, en donde el propietario permite que un tercero tenga acceso al protocolo a cambio de una cuota de suscripción, con el objetivo de no hacer público el protocolo.

3.2. Protocolos abiertos

Este protocolo se publica y está a disposición de cualquier interesado en utilizarlo, son producidos y promovidos por un organismo de normalización internacional con especialización en el campo en específico en el que se utilice.

El desarrollo de protocolos abiertos ha permitido comunicar equipos de múltiples fabricantes entre ellos, cada uno con características especiales las que permite utilizar en múltiples aplicaciones. Para el caso en específico de las subestaciones eléctricas, los protocolos requieren de ciertas características muy específicas en la operación de la subestación.

A continuación, se listan los protocolos de comunicación más utilizados en subestaciones eléctricas:

- Modbus
- DNP3
- IEC 608070-5-104
- IEC 61850

3.2.1. Protocolo Modbus

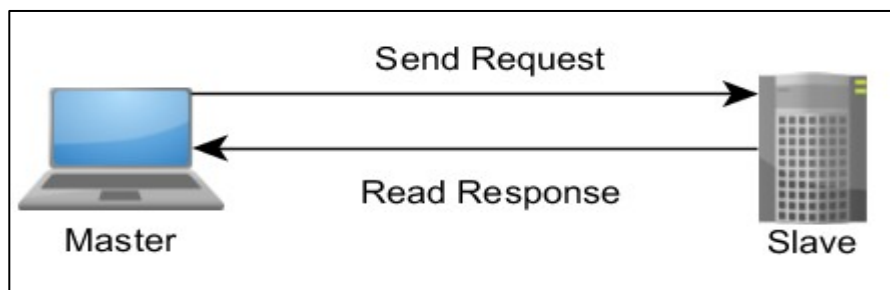
Es un protocolo de comunicación que permite el intercambio de datos entre dos o más equipos conectados a una misma red. Los dispositivos electrónicos pueden intercambiar información a través de la interacción de los equipos, utilizando la arquitectura de maestro/esclavo. Lo que quiere decir que el maestro (dispositivo que inicia la comunicación), debe esperar una respuesta del esclavo (equipo que entrega la información).

El contenido de las preguntas/respuestas y las capas de red a través de las que se envían estos mensajes, están definidas por las diferentes capas del protocolo. Fue desarrollado por la empresa Modicon en 1979, y debido a que es sencillo y fácil de implementar, se ha popularizado en las aplicaciones de automatización y control.

No especifica el tipo de red en que se puede utilizar, bajo esta circunstancia se puede implementar sobre redes Ethernet, RS-485, RS-422. Dado que es el maestro quien inicia la comunicación, los esclavos que pueden llegar a ser hasta 247 en total, cada uno de ellos debe de poseer con un identificador (ID) distinto. Los esclavos se limitan a entregar los datos solicitados por el maestro o en su defecto a ejecutar la acción indicada por este.

Es ampliamente aceptado y se utiliza en la construcción de Sistemas de gestión de edificios (BMS) y Sistemas de Automatización Industrial. Su aplicación ha sido impulsada por su facilidad de uso, confiabilidad y el hecho de que es un protocolo abierto y se puede usar sin necesidad de tener licenciamiento, en cualquier dispositivo o aplicación.

Figura 34. **Arquitectura maestro/esclavo**



Fuente: EcuRed. *Protocolo de Comunicación.*

Modbuswww.ecured.cu/Protocolo_de_Comunicaci%C3%B3n_Modbus. Consulta: 29 de julio de 2019.

Este protocolo tiene distintas formas de transmisión, las cuales describen la forma en que se transmiten los bytes del mensaje y de cómo la información del mensaje será empaquetada y desempaquetada para su interpretación. No se puede utilizar dos modos de transmisión en la misma red, por lo tanto, se encontrarán aplicaciones utilizando el protocolo Modbus tanto con cables de red así también con cables seriales, siempre y cuando los equipos utilizados tengan la capacidad de hacerlo.

El protocolo Modbus está basado en una serie de tablas que tienen diferentes características, las cuales se listan a continuación:

Tabla I. **Tipo de registros Modbus**

Bloque de Memoria	Tipo de datos	Tipo	Comentario
Entradas discretas (<i>Discrete Inputs</i>)	Booleano (<i>Single bit</i>)	Lectura	Este tipo de dato puede ser obtenido desde las I/O (entradas o salidas) del sistema
Bobinas (<i>Coils</i>)	Booleano (<i>Single bit</i>)	Lectura/Escritura	Este tipo de dato puede ser modificado desde un software de aplicación
Registros de entrada (<i>Input Register</i>)	Palabra sin signo (16 bit word)	Lectura	Este tipo de dato puede ser obtenido desde las I/O (entradas o salidas) del sistema
Registros de retención (<i>Holding Register</i>)	Palabra sin signo (16 bit word)	Lectura/Escritura	Este tipo de dato puede ser modificado desde un software de aplicación

Fuente: elaboración propia.

Para cada uno de los ítems de la tabla anterior, el protocolo permite hasta 65 536 registros de cada tipo. Las operaciones de lectura y escritura están diseñadas para incluir el número máximo de datos del mismo tipo que indique la transacción solicitada. Las direcciones físicas no deben ser confundidas con los registros ya que las direcciones pueden estar superpuestas unas con otras, la diferencia la hace el desfase definido por el protocolo.

Tabla II. **Registros Modbus según su tipo**

Bloque de memoria	Rango		Rango registro
Bobinas Coils	1-9999	1	1-9999
Entradas discretas (<i>Discrete Inputs</i>)	1-9999	10000	10001-19999
Registros de entrada (<i>Input Register</i>)	1-9999	30000	30001-39999
Registro de retención (<i>Holding Register</i>)	1-9999	40000	40001-49999

Fuente: elaboración propia.

Las distintas versiones para el protocolo que se pueden encontrar con mayor frecuencia se listan a continuación:

- Modbus RTU
- Modbus ASCII
- Modbus TCP/IP

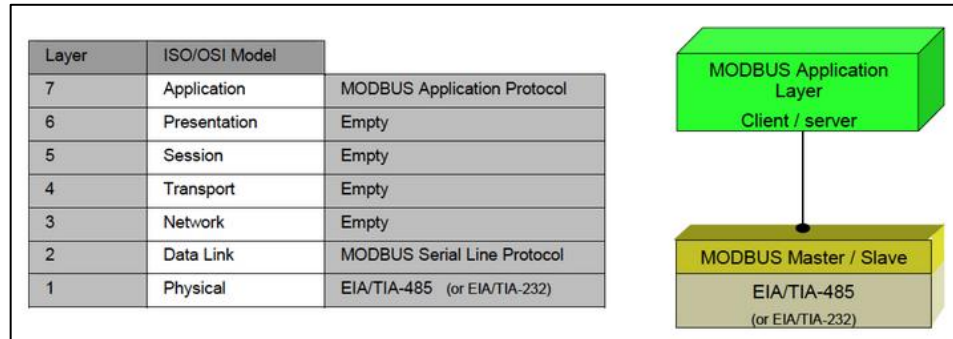
3.2.1.1. Modbus RTU

Es uno de los dos modos de transmisión definidos en la especificación original de Modbus, en donde RTU (unidad terminal remota) está diseñado para ser utilizado con dispositivos seriales que admiten las conexiones RS-232 y RS-485.

Una característica importante de Modbus RTU es su uso de codificación binaria y la comprobación de errores CRC. Esta implementación del protocolo Modbus es utilizada con mayor frecuencia en aplicaciones industriales y en instalaciones automatizadas.

Esta versión del protocolo Modbus utiliza únicamente tres capas del modelo OSI: capa física, capa de enlace y capa de aplicación, de las cuales se presenta una breve descripción.

Figura 35. **Modelo OSI aplicado a Modbus RTU**



Fuente: EYMUC. *Protocolo Modbus*. www.eymuc.co/31-protocolo-modbus/#t%C3%ADtulo3.

Consulta: 25 de julio de 2019.

- Capa física: indica el medio físico por el que se encontrarán interconectados los equipos maestro/esclavo, para este caso aplica las conexiones RS-232, RS-485.
- Capa de enlace: se definen los ID de los equipos, los cuales deben ser números enteros, los perfiles maestro/esclavo, además de la técnica empleada para detectar la integridad de la información transmitida.
- Capa de aplicación.
- Corresponde a la estructura definida para el intercambio de información, en donde se definen los campos y tamaños para la información transmitida, utilizando la arquitectura de cliente/servidor, en donde el rol de cliente lo desempeña el maestro y el rol de servidor lo desempeñan los esclavos.

La estructura básica de la trama de comunicación para el protocolo Modbus RTU se muestra en la figura siguiente:

Figura 36. **Estructura de mensaje Modbus RTU**

START	ADDRESS	FUNCTION	DATA	CRC CHECK	END
T1-T2-T3-T4	8 BITS	8 BITS	$n \times 8$ BITS	16 BITS	T1-T2-T3-T4

Fuente: Modicon Modbus Protocol. *Reference guide*. www.modbus.org/docs/PI_MBUS_300.pdf.

Consulta: 25 de julio de 2019.

3.2.1.2. Modbus ASCII

Es la segunda versión del protocolo Modbus original, con el mismo tiene características similares al Modbus RTU; utiliza caracteres ASCII para el envío de mensajes, lo que permite una mejor interacción con los humanos, (hace que los mensajes sean más legibles), pero a su vez lo hace un medio menos eficiente de transmisión.

La interpretación de los errores es otra diferencia que existe entre ambas versiones del protocolo, en este caso se utiliza el método LRC en contra parte del CRC que utiliza el Modbus RTU. Además del encabezado y los caracteres finales de cada mensaje, básicamente son las mayores diferencias observadas en las tramas de los dos protocolos.

La trama que se presenta a continuación corresponde a la versión del protocolo Modbus ASCII.

Figura 37. **Estructura de mensaje Modbus ASCII**

START	ADDRESS	FUNCTION	DATA	LRC CHECK	END
1 CHAR :	2 CHARS	2 CHARS	n CHARS	2 CHARS	2 CHARS CRLF

Fuente: Modicon Modbus Protocol. *Reference guide*. www.modbus.org/docs/PI_MBUS_300.pdf.
Consulta: 25 de julio de 2019.

3.2.1.3. **Modbus TCP/IP**

Es una evolución de las comunicaciones seriales Modbus RTU/ASCII, en las que se utiliza el modelo de encapsular una trama Modbus en un segmento TCP. Proporciona además un servicio orientado a conexión confiable, esto significa que para cada pregunta se espera una respuesta.

Se encuentran las mayores diferencias en la estructura de los mensajes, ya que se incorporan ajustes a las nuevas capas utilizadas del modelo OSI, pero en general la estructura de la trama de comunicación se mantiene.

Para esta versión del protocolo Modbus, se ha mencionado que se utilizan más capas del modelo OSI, de las cuales se explicarán las características especiales que se encuentran en la implementación de esta versión del protocolo.

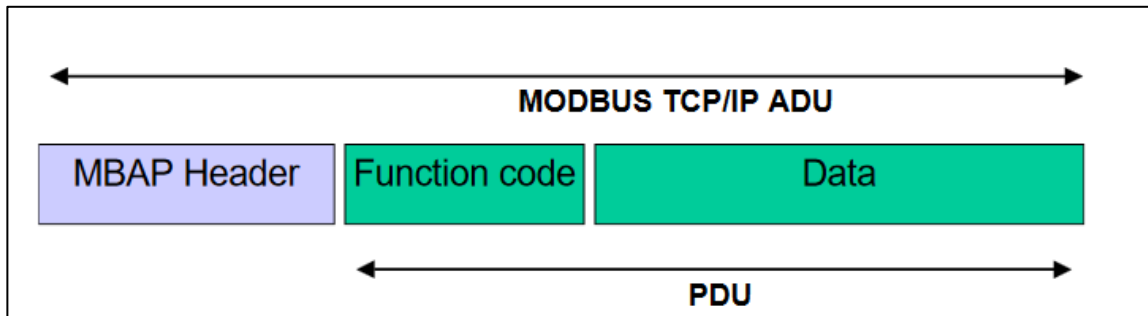
- Capa física: el medio físico utilizado, está definido por la norma EIA/TIA 568, la cual indica básicamente el código de colores del cable por utilizar, tipo de conector (RJ45), el cual interconecta ocho señales de las cuales,

cuatro son utilizados específicamente para la transmisión y recepción de datos.

- Capa de enlace: corresponde a la dirección física del equipo, para este caso en particular llamada dirección MAC, la que se compone de 6 bytes, cada equipo tiene una dirección única e irreplicable.
- Capa de red: define el camino que van a seguir los datos desde el origen hasta su punto de destino, a través de una o más redes conectadas mediante dispositivos de enrutamiento. En ella se encuentra todo lo relacionado con las direcciones IP, para la implementación del protocolo todos los equipos por utilizar deben tener definida su dirección IP.
- Capa de transporte: se encarga de proporcionar comunicación y datos a la capa de aplicación, se pueden encontrar principalmente en dos tipos TCP y UDP. En el caso de TCP proporciona un camino individual, fiable y orientado a la conexión, es responsable de la detección de paquetes enviados y de su recuperación en caso de pérdida durante la transmisión. Para UDP proporciona un camino individual o grupal, no presenta conexión además de ser poco fiable, normalmente es utilizado cuando los datos por ser transmitidos son pocos.

La trama de comunicación para el protocolo Modbus TCP/IP, está descrita por la imagen que se muestra a continuación.

Figura 38. Estructura Modbus TCP/IP



Fuente: Modbus. *messaging on TCP/IP implementation guide V1.0b*.
www.modbus.org/docs/Modbus_Messaging_Implementation_Guide_V1_0b.pdf. Consulta: 25 de julio de 2019.

3.2.2. Protocolo DNP3

El protocolo de red distribuida (DNP) fue desarrollado por *Harris Controls Division* como un protocolo propietario a inicios de la década de los noventa, con la finalidad de obtener un protocolo libre y orientado a soluciones dentro de la industria eléctrica. Los protocolos de comunicación existentes eran propietarios y no eran compatibles con productos de diferentes fabricantes, lo cual motivó el diseño de un protocolo de comunicaciones considerando las principales características similares a los protocolos previamente existentes.

DNP3 define un método de interrogación de pregunta-respuesta para comunicar información binaria entre dos equipos un maestro y otro esclavo. La conexión eléctrica entre dispositivos se conoce como un bus. En DNP3 existen dos tipos de dispositivos adjuntos al bus: equipo maestro y equipo esclavo.

Un equipo maestro envía comandos a los esclavos, por su parte el dispositivo esclavo envía las respuestas a los correspondientes comandos

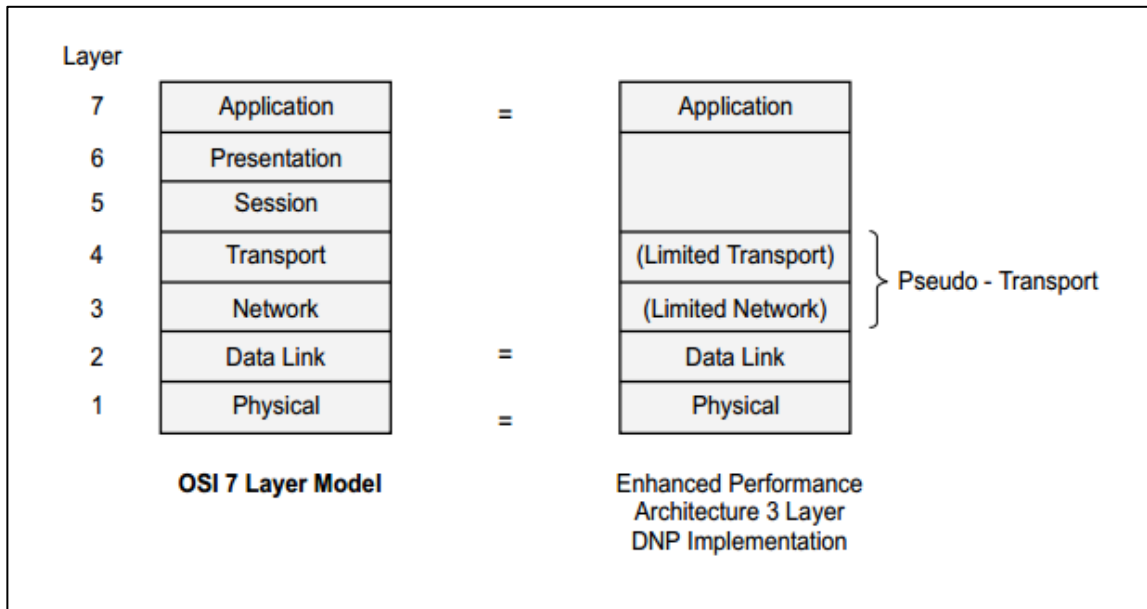
procedentes del maestro. Cada bus contiene únicamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como permitan los estándares eléctricos.

El protocolo DNP3 es ampliamente utilizado en sistemas SCADA, en donde la estampa de tiempo (tiempo exacto de un evento), sincronización, y capacidad de un equipo esclavo de enviar información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar la operación de todos los dispositivos. Este protocolo fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA del sector eléctrico realizando tareas de adquisición de información y envío de comandos de control entre equipo maestro y un equipo esclavo.

Este protocolo se basa solo en 3 de las siete capas del modelo de referencia OSI, y son suficientes para que los equipos maestros se comuniquen de forma correcta con los IED. Dichas capas son: aplicación, pseudo transporte y enlace de datos. Se utiliza el criterio para definir el protocolo de comunicación a utilizar de acuerdo con la estabilidad del sistema, porque se necesita garantizar que la información enviada sea recibida de forma completa.

DNP3 ha sido diseñado para operar en condiciones como una subestación eléctrica, donde se manejan IED que deben comunicarse con un centro de control.

Figura 39. Capas del modelo OSI utilizadas por el protocolo DNP3



Fuente: Practical Modern SCADA Protocols. *DNP3, 60870.5 and Related Systems*. p. 77.

- Capa física: indica el medio físico sobre el cual el protocolo es transmitido, se definen las características físicas de la interfaz, como las características eléctricas, pin-out de conexión, las conexiones típicas que se pueden encontrar son RS-232, RS-485, Ethernet.
- Capa de enlace: proporciona una transmisión confiable de los datos a través de la capa física. La capa física se ocupa del paso de una señal o un bit de datos, mientras que la capa de enlace ocupa para la transmisión de grupos de datos.
- Capa de pseudo-transporte: en esta capa en específico para DNP3, permite la transmisión de grandes paquetes de datos que, de otra manera, no podrían ser manejados. Normalmente se describen a los servicios de

red y de transporte, en donde el servicio de red corresponde al control de paquetes de datos en la red. Por su parte el servicio de transporte se encarga de proporcionar a la red la entrega transparente de datos, incluyendo el empaquetado y desempaquetado y la corrección de errores.

- Capa de aplicación: es el nivel donde los datos son generados para ser enviados o en su defecto requeridos para posteriormente ser enviados. Es en esta capa en donde se interactúa con los niveles inferiores, esto para establecer la conectividad punto a punto de información requerida durante la comunicación.

3.2.2.1. Características del DNP3

El protocolo de comunicación ofrece una gran variedad de importantes características inherentes al protocolo, las que permiten ofrecer flexibilidad y seguridad en la transmisión de la información, entre las más importantes se pueden encontrar:

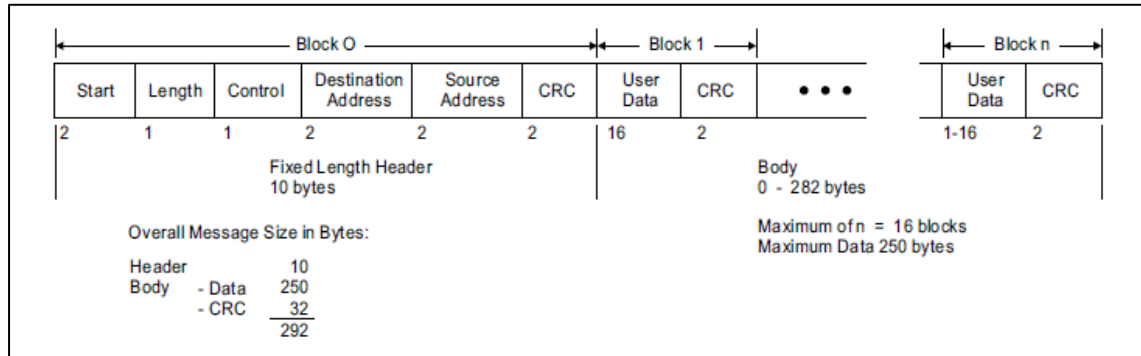
- Capacidad de estampado de tiempo de los mensajes para el registrador de eventos (SOE).
- Divide los mensajes en segmentos pequeños, lo cual provee una alta efectividad en el control de errores y una rápida secuencia de comunicación.
- Permite topología punto a punto, así como también maestro-esclavo.
- Permite utilizar la topología de múltiples maestros.

- Permite utilizar direcciones de los equipos hasta 65 000.
- Proporciona el servicio de reportar por excepción, sin interrogación del maestro.
- Proporciona sincronización de tiempo para los eventos.
- Permite utilizar objetos definidos para obtener la información de los equipos.

3.2.2.2. Estructura de mensaje de DNP3

Está basado en el formato FT3, uno de los cuatro formatos definidos por la norma IEC 870-5-1. El formato especifica el tamaño de cada uno de bloques que componen el mensaje utilizado para la comunicación en DNP3. La trama de comunicación del protocolo consta de un encabezado del mensaje el cual contiene 10 bytes, seguido de 16 bloques de datos, siendo la longitud máxima del mensaje 250 bytes. El mensaje completo tiene un máximo de 292 bytes, en caso de completarse este número, el último bloque de datos contendrá únicamente 10 bytes.

Figura 40. Estructura de mensajes en el protocolo DNP3



Fuente: Practical Modern SCADA Protocols. *DNP3, 60870.5 and Related Systems*. p. 86.

3.2.2.3. Objetos de datos en el mensaje de DNP3

En el protocolo DNP3, los datos y control utilizados en la transmisión de información se definen en la capa de aplicación. Cada objeto de datos tiene una estructura establecida por la documentación de *DNP Users Group*, el cual define las características correspondientes para poder ser utilizado por equipos de diferentes fabricantes. El conjunto de objeto de datos es llamado normalmente librería de objetos.

Hay 90 objetos de datos, los cuales han sido descritos en *DNP3 Basic Four documentation*. Cada objeto está definido por un número de grupo y un número de variaciones hasta llegar a un máximo de 8. Existe un número de tipos generales de objetos, organizados en decenas. Además, puede existir más de un único grupo para el mismo tipo de objeto de datos. Para cada grupo de datos existe un número definido de variaciones.

Una variación de un grupo de objetos puede tener una cantidad mayor o menor información que otras. Se puede citar el ejemplo de un evento binario con la variación de su estampado de tiempo, el cual posee mayor información que el evento, sin su estampa de tiempo. Un dispositivo DNP3 puede ser configurado para entregar estas características, únicamente seleccionando la variación adecuada.

Tabla III. **Grupo de objeto de datos.**

Rango de grupos	Descripción de grupo de objeto
0-9	Entradas binarias
10-19	Salidas binarias
20-29	Contadores
30-39	Entradas analógicas
40-49	Salidas analógicas
50-59	Objetos de tiempo
60-69	Objetos de clases
70-79	Objetos de archivos
80-89	Objetos de dispositivos
90-99	Objetos de aplicación
100-más	Objetos numéricos alternativos

Fuente: elaboración propia.

3.2.2.4. Variaciones de objetos de datos en el mensaje de DNP3

Los grupos de objetos presentan características especiales en función de la aplicación en donde se va a utilizar, con las variaciones se añaden otras características que permiten discriminar la cantidad y forma de interpretar la información de los equipos que la proporcionarán. Se listarán algunos grupos de objetos con sus respectivas variaciones, en donde se observarán las características de cada variación.

- Objeto entradas binaria: este objeto hace referencia a las entradas binarias en su característica de valores estáticos, permite lectura de estas bajo el grupo 1, en el caso de los eventos son interpretados por el grupo 2.

Tabla IV. **Objeto de entradas binarias y sus variaciones**

Grupo	Variación	Tipo	Descripción
1	1	Estático	Entradas binarias
	2	Estático	Entradas binarias con estado
2	1	Evento	Cambio de entrada binaria sin tiempo
	2	Evento	Cambio de entrada binaria con tiempo
	3	Evento	Cambio de entrada binaria con tiempo relativo

Fuente: elaboración propia.

- Objeto salidas binaria: permite enviar o modificar los estados de las salidas binarias, ya sean físicas o lógicas.

Tabla V. **Objeto de salidas binarias y sus variaciones**

Grupo	Variación	Tipo	Descripción
10	1	Estático	Salidas binarias
	2	Estático	Salidas binarias con estado
12	1	Estático	Control de salida de relé bloqueado
	2	Estático	Modelo de control bloqueado
	3	Estático	Modelo enmascarado

Fuente: elaboración propia.

- Objeto entradas analógicas: proporciona el valor analógico ya sea hardware o software de las entradas analógicas.

Tabla VI. Objeto de salidas analógicas y sus variaciones

Grupo	Variación	Tipo	Descripción
30	1	Estático	Entrada analógica 32 bit
	2	Estático	Entrada analógica 16 bit
	3	Estático	Entrada analógica 32 bit sin bandera
	4	Estático	Entrada analógica 16 bit sin bandera
	5	Estático	Entrada analógica punto flotante corto
	6	Estático	Entrada analógica punto flotante largo
31	1	Congelado estático	Entrada analógica congelado 32 bit
	2	Congelado estático	Entrada analógica congelado 16 bit
	3	Congelado estático	Entrada analógica congelado 32 bit con tiempo congelado
	4	Congelado estático	Entrada analógica congelado 16 bit con tiempo congelado
	5	Congelado estático	Entrada analógica congelado 32 bit sin bandera
	6	Congelado estático	Entrada analógica congelado 16 bit sin bandera
	7	Congelado estático	Entrada analógica congelado punto flotante corto
	8	Congelado estático	Entrada analógica congelado punto flotante largo
32	1	Evento	Cambio evento analógico 32 bit sin tiempo
	2	Evento	Cambio evento analógico 16 bit sin tiempo
	3	Evento	Cambio evento analógico 32 bit con tiempo
	4	Evento	Cambio evento analógico 16 bit con tiempo
	5	Evento	Cambio evento analógico punto flotante corto
	6	Evento	Cambio evento analógico punto flotante largo
	7	Evento	Cambio evento analógico punto flotante corto con tiempo
	8	Evento	Cambio evento analógico punto flotante largo con tiempo
33	1	Evento congelado	Evento analógico congelado 32 bit sin tiempo
	2	Evento congelado	Evento analógico congelado 16 bit sin tiempo
	3	Evento congelado	Evento analógico congelado 32 bit con tiempo
	4	Evento congelado	Evento analógico congelado 16 bit con tiempo
	5	Evento congelado	Evento analógico congelado punto flotante corto
	6	Evento congelado	Evento analógico congelado punto flotante largo
	7	Evento congelado	Evento analógico congelado punto flotante corto con tiempo
	8	Evento congelado	Evento analógico congelado punto flotante largo con tiempo
34	1	Estático	Reporte de banda muerta objeto analógico 16 bit
	2	Estático	Reporte de banda muerta objeto analógico 32 bit
	3	Estático	Reporte de banda muerta objeto analógico punto flotante

Fuente: elaboración propia.

- Objeto tiempo: permite la sincronización de tiempo desde el equipo maestro hacia el equipo esclavo, mediante el uso de este objeto se

escribe la fecha y hora de la estación maestra y se da la sincronización de tiempo a la estación esclava.

Tabla VII. **Objeto tiempo y sus variaciones**

Grupo	Variación	Tipo	Descripción
50	1	N/A	Fecha y hora
	2		Fecha y hora con intervalo
51	1		Fecha y hora con tiempo de ocurrencia
	2		Fecha y hora de sincronizado del tiempo de ocurrencia
52	1		Retardo de tiempo grueso
	2		Retardo de tiempo fino

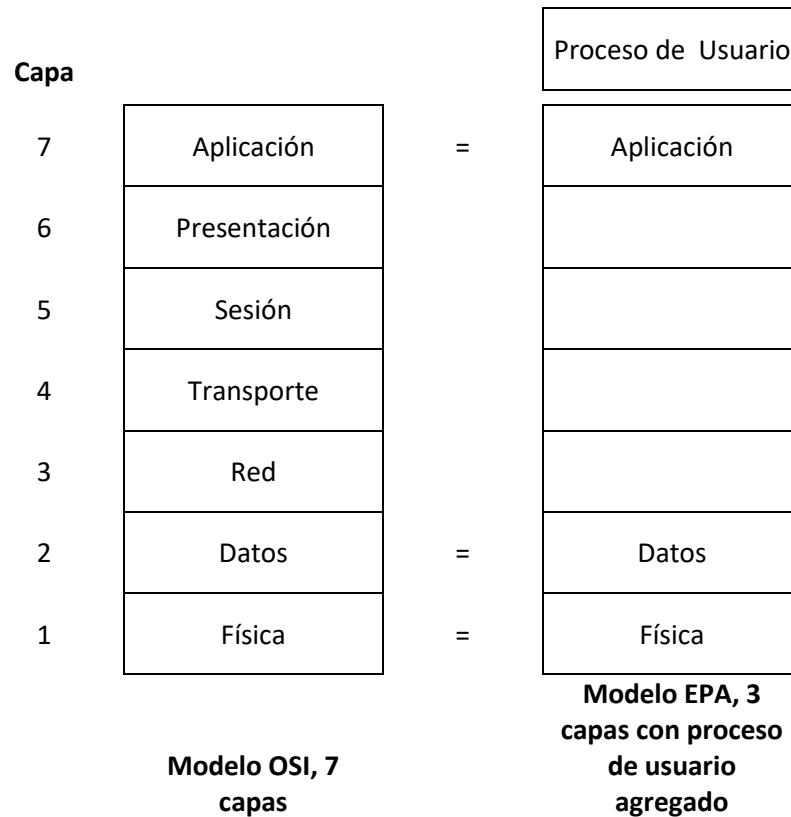
Fuente: elaboración propia.

3.2.3. **Protocolo IEC 60870-5-101**

El IEC6870-5 es un conjunto de normas desarrollados por la *International Electrotechnical Commission (IEC)*, la cual provee una norma abierta para la transmisión y control de información hacia un sistema SCADA. Está enfocado en aplicaciones del área eléctrica, aunque no es su único propósito, ya que tiene múltiples objetos de datos que permiten pueda utilizarse en otras aplicaciones de la industria.

En 1995 se inicia con la primera de las normas del IEC60870-5, la cual indicaba el perfil de la comunicación en un bajo ancho de banda, además de los circuitos de comunicación serial. Esta primera norma responde al nombre de IEC60870-5-101. Posteriormente con el desarrollo de la tecnología hay nuevos avances para la comunicación por red, lo que da como resultado la utilización del protocolo TCP/IP. El IEC60870-5 al igual que el DNP3 está basado en el modelo EPA para la comunicación, que a su vez es una versión recortada del modelo OSI, utilizando únicamente tres de las siete capas del modelo OSI.

Figura 41. **Modelo OSI/Modelo EPA**



Fuente: elaboración propia.

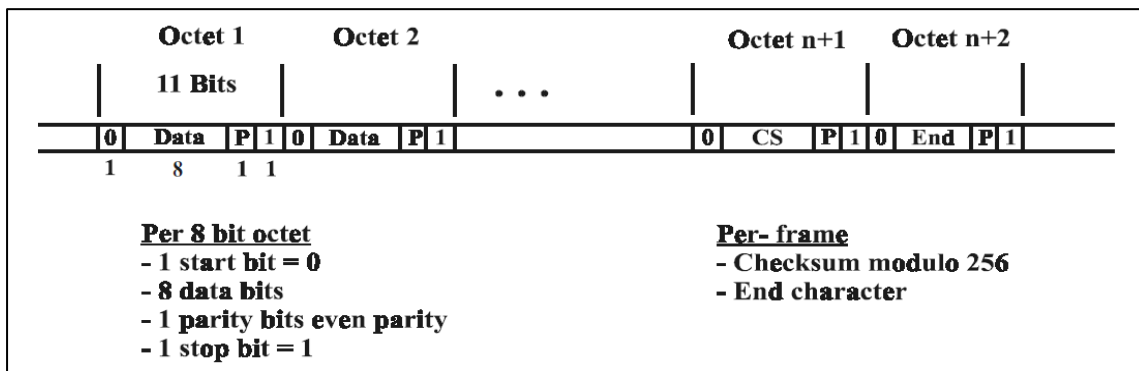
La estructura del modelo EPA resulta ser el más eficiente en sistemas que operan continuamente sobre una red simple. Se agrega una capa más en este modelo, la cual representa la interacción de las distintas funciones que pueden ser implementadas. Es requerida para la interoperabilidad entre los equipos y el sistema de comunicación.

El protocolo IEC60870-5-101 responde a múltiples topologías de red entre las que se pueden mencionar punto-punto, punto-multipunto, ambas sobre la capa física serial, utilizando un bajo ancho de banda.

3.2.3.1. Formatos de transmisión

El formato utilizado para el protocolo IEC60870-5-101 está definido por la norma FT1.2 indica la forma y longitud de los paquetes por transmitir, se encontrarán además las distintas características de las preguntas que pueden ser implementadas.

Figura 42. Representación de bits en formato FT1.2

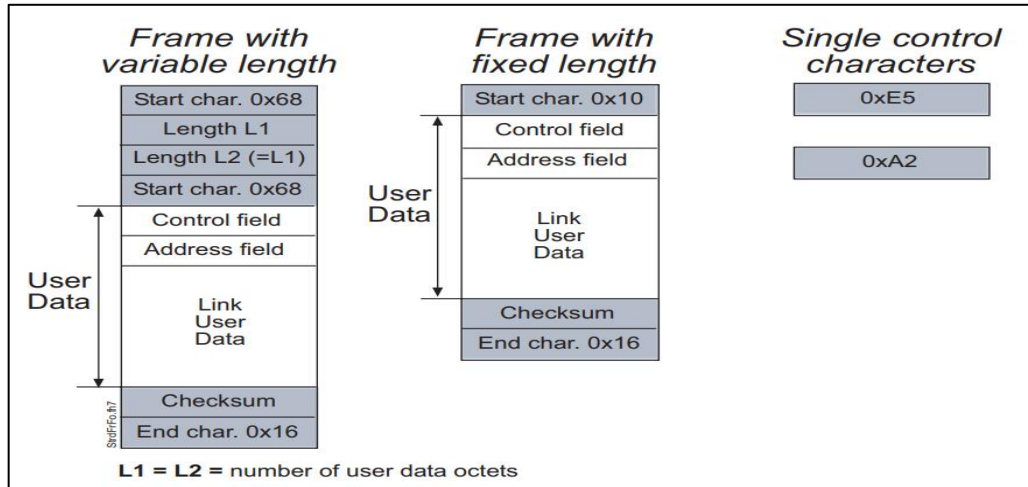


Fuente: Practical Modern SCADA Protocols. *DNP3, 60870.5 and Related Systems*. p. 188.

Las características de cada pregunta dependen de la información que se requiere obtener del equipo esclavo, se encontrarán que las longitudes de los mensajes varían de uno a otro, dentro de los que se pueden encontrar: el tipo longitud de variable, que tiene un máximo de 253 octetos de longitud.

Para los datos de usuario el tipo longitud fija o definida que consta de 5 o 6 octetos, por último, el carácter de control simple, el cual es un mensaje mucho más pequeño en comparación de los dos anteriores.

Figura 43. Longitud de tipos de preguntas en IEC60870-5-101



Fuente: IEC 60870-5-101 (Unbalanced). *Remote Communication Protocol for REC 523.*

p. 6.

3.2.3.2. Funciones básicas de aplicación

Para obtener la información por parte de los esclavos, el protocolo permite al sistema SCADA realizar preguntas de distinto tipo lo cual permite garantizar la certeza de la información que se está obteniendo, así como también utilizar de la manera más eficiente el ancho de banda durante la transmisión. Entre los elementos más importantes se pueden mencionar:

- Recopilación de datos por poleo: es utilizado para actualizar en la estación primaria las variables del proceso en la estación secundaria. La estación primaria realiza las consultas secuencialmente hacia la estación secundaria, la cual a su vez responde únicamente a esas consultas realizadas.

- Recopilación de eventos: los eventos se producen de manera poco usual en el nivel de aplicación de la estación secundaria. Estos son acumulados ya que pueden aparecer más rápido que lo que la estación primaria puede interrogar.
- Interrogación general: es utilizada para actualizar la estación primaria luego de un proceso de inicialización o bien cuando la estación maestra detecta pérdida de información. En este caso la estación primaria interroga a la estación secundaria por todas las variables del proceso.
- Sincronización de reloj: el reloj de la estación secundaria tiene que estar sincronizado con el reloj de la estación primaria para proveer el orden cronológico de los eventos. Los relojes son sincronizados por la estación primaria al momento de una inicialización del sistema y además periódicamente a través del comando de sincronización de reloj.
- Trasmisión de comandos: esta función es utilizada en sistemas de telecontrol para provocar un cambio en algún elemento operacional. Los comandos son inicializados por un operador o por una supervisión automática en la estación primaria.

3.2.3.3. Formato de variables

Las variables por ser utilizadas por el protocolo IEC60870-5-101 pueden ser de distintos tipos. A continuación, se presentan algunos de los más importantes.

Figura 44. Tipos de variables en IEC 60870-5-101

Type No.	Description	Reference
<0>	not defined	
<1>	single-point information	M_SP_NA_1
<2>	single-point information with time tag	M_SP_TA_1
<3>	double-point information	M_DP_NA_1
<4>	double-point information with time tag	M_DP_TA_1
<5>	step position information	M_ST_NA_1
<6>	step position information with time tag	M_ST_TA_1
<7>	bitstring of 32 bit	M_BO_NA_1
<8>	bitstring of 32 bit with time tag	M_BO_TA_1
<9>	measured value, normalized value	M_ME_NA_1
<10>	measured value, normalized value with time tag	M_ME_TA_1
<11>	measured value, scaled value	M_ME_NB_1
<12>	measured value, scaled value with time tag	M_ME_TB_1
<13>	measured value, short floating point number	M_ME_NC_1
<14>	measured value, short floating point number with time tag	M_ME_TC_1
<15>	integrated totals	M_IT_NA_1
<16>	integrated totals with time tag	M_IT_TA_1
<17>	event of protection equipment with time tag	M_EP_TA_1
<18>	packed start events of protection equipment with time tag	M_EP_TB_1
<19>	packed output circuit information of protection equipment with time tag	M_EP_TC_1
<20>	packed single-point information with status change detection	M_PS_NA_1
<21>	measured value, normalized value without quality descriptor	M_ME_ND_1
<22..29>	reserved for further compatible definitions	

Fuente: Practical Modern SCADA Protocols. DNP3, 60870.5 and Related Systems. p. 206.

3.2.4. Arquitectura IEC 61 850

Esta arquitectura ofrece soluciones a los modernos sistemas de automatización de subestaciones en los sistemas eléctricos de potencia. Permite integrar en una sola red y protocolo los distintos niveles de la subestación (patio, controlador de bahía, *HMI* local y centro de control) y permite la integración de forma estándar de equipos de diferentes fabricantes, reduciendo la necesidad de utilizar convertidores de protocolo. Cumple con los requerimientos de flexibilidad, que permiten implementar nuevas funciones utilizando las comunicaciones como herramienta primordial.

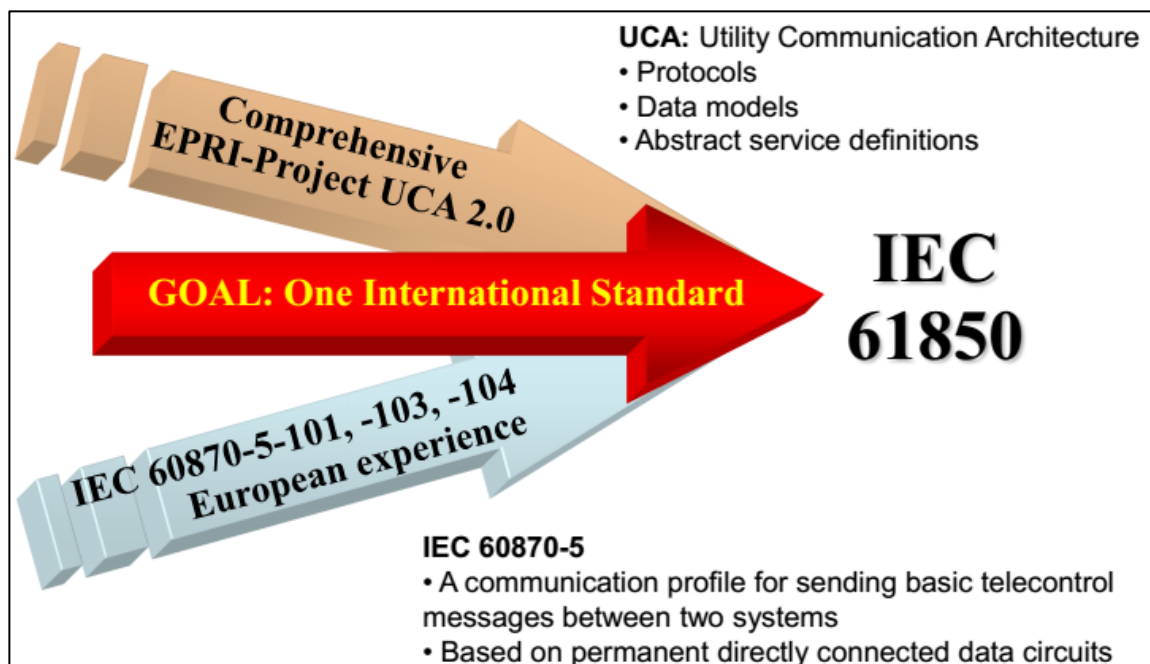
3.2.4.1. Historia

En la década de 1990 existían en Europa y Estados Unidos movimientos similares en el desarrollo de nuevas tecnologías para la comunicación y protección de los sistemas eléctricos de potencia. En Europa, la IEC establecía una norma para la interfaz de los nuevos IEDs. En Estados Unidos, el *Electric Power Research Institute* (EPRI) trabajaba en un proyecto denominado *Utility Communications Architecture* o UCA para desarrollar una infraestructura común de comunicaciones.

La primera norma establecida bajo el concepto de UCA en 1999 fue la norma IEC 60870-6 T ASE.2 (ICCP) para la conexión abierta entre centros de control. En 1995 la IEC aceptó la necesidad de crear una norma general para las redes de comunicación y sistemas en las subestaciones, para este efecto creó varios grupos de trabajo, conformado por expertos de distintos países y con experiencias tanto en los protocolos IEC 60870 como con UCA.

Al mismo tiempo que la IEC trabajaba en este proyecto, la EPRI, desarrollaba el proyecto UCA 2.0 para la definición de las comunicaciones dentro de la subestación. Con el fin de hacer accesible el proyecto UCA 2.0 a un público más grande, la EPRI decidió publicarlo como un reporte técnico, para no competir en contra la IEC. Se acordaron por parte de la IEC y la EPRI, generar en conjunto una norma de aceptación mundial, la denominaron IEC 61 850 (*Communication Networks and Systems in Substations*).

Figura 45. **Desarrollo arquitectura IEC 61 850**



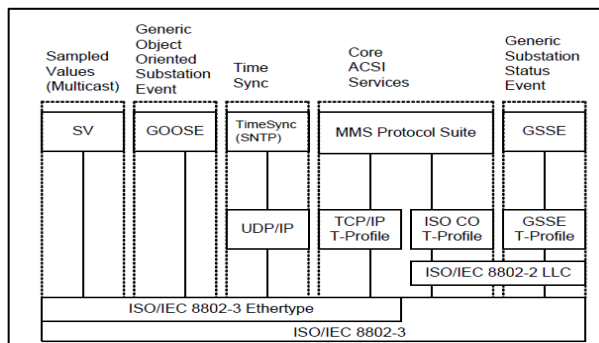
Fuente: Curso IEC61850 Hand on training. *An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013*. https://na.eventscloud.com/file_uploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2019.

La norma se encuentra estructurada en 14 módulos, dividida en 10 capítulos, la cual fue denominada: *Communication Networks and Systems in Substations*.

Los capítulos de la norma IEC 61 850 son los siguientes:

- IEC 61 850-1: introducción y vista general.
- IEC 61 850-2: glosario.
- IEC 61 850-3: requerimientos generales.
- IEC 61 850-4: sistema y administración del proyecto.
- IEC 61 850-5: requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.
- IEC 61 850-6: lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
- IEC 61 850-7: estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores.
- IEC 61 850-8: servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-MMS.
- IEC 61 850-9: servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-SV.
- IEC 61 850-10: pruebas de conformidad.

Figura 46. **Arquitectura IEC 61 850**



Fuente: 670 Series 2.1 IEC, IEC 61 850. *Communications protocol manual* diciembre 2015. p. 30.

3.2.4.2. Características básicas

La arquitectura IEC 61 850 presenta una serie de importantes características que lo hacen único e importante: basado en Ethernet y presenta una interconexión de los equipos por medio de la red de comunicación, crea modelos de datos interconectados entre sí mediante los servicios de comunicación que luego son mapeados entre los equipos.

Las características básicas de la arquitectura IEC 61 850 se listan a continuación:

- Norma internacional para el sistema de automatización de subestaciones.
- Define una arquitectura para la subestación completa.
- La arquitectura está basada en facilitar las extensiones futuras del sistema, proveyendo una alta rentabilidad a la inversión durante la implementación.

- Es una definición de objetos y comandos comunicados utilizando el protocolo TCP/IP.
- Tiene aplicación en áreas de agua y gas.
- Define condiciones ambientales y de los servicios auxiliares del sistema.
- Especifica la ingeniería de proceso y las herramientas disponibles.
- Utiliza la red LAN para transmitir y reemplazar los cableados entre los IED y los equipos de potencia.
- Define un estándar para nombrar las variables según su categoría (*Logical Node*).

3.2.4.3. Estructura de la información

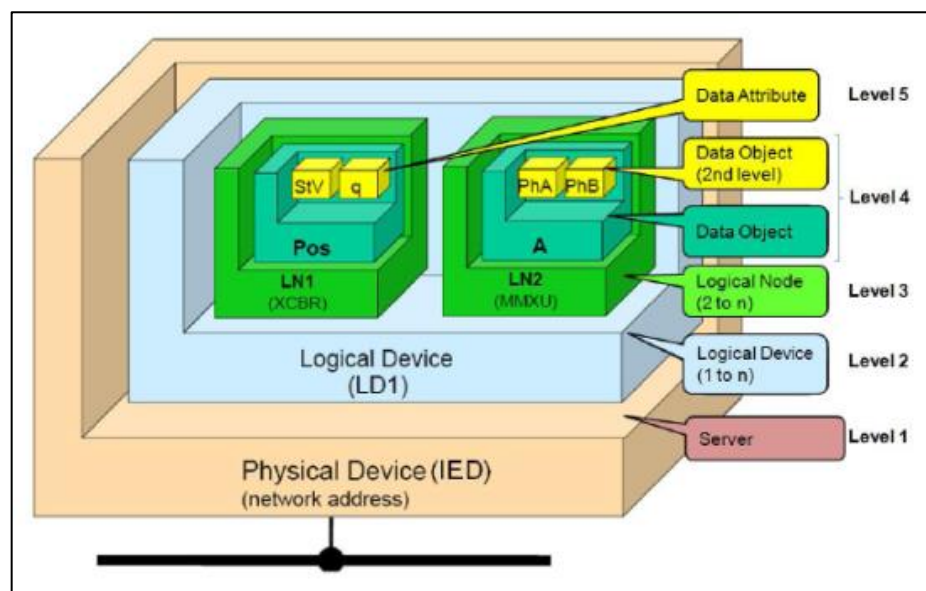
En la arquitectura de IEC 61 850 se plantea la forma en que se debe presentar la información, así como la interpretación que debe dársele. Por ello se plantea un modelo específico en la cual se plantean los modelos de información específica, así como del modelo de intercambio de información. Ambos conceptos dentro de la norma están definidos por el modelo *ACSI* (*abstract communication service Interface*).

El modelo mencionado consta de distintas capas y características, desde las cuales tiene acceso a la información de un IED, las cuales se describen a continuación:

- *Server* (Servidor): representa el comportamiento externo visible de un dispositivo.
- *Logical device* (LD, Dispositivo lógico): contiene la información producida y utilizada por un grupo de funciones específicas, las cuales son definidas como *Logical nodes* (LN).

- *Logical node* (LN, nodo lógico): contiene la información producida y utilizada por una función específica de aplicación.
- *Data* (dato): provee la información para interpretar la información contenida en los *Logical node*.

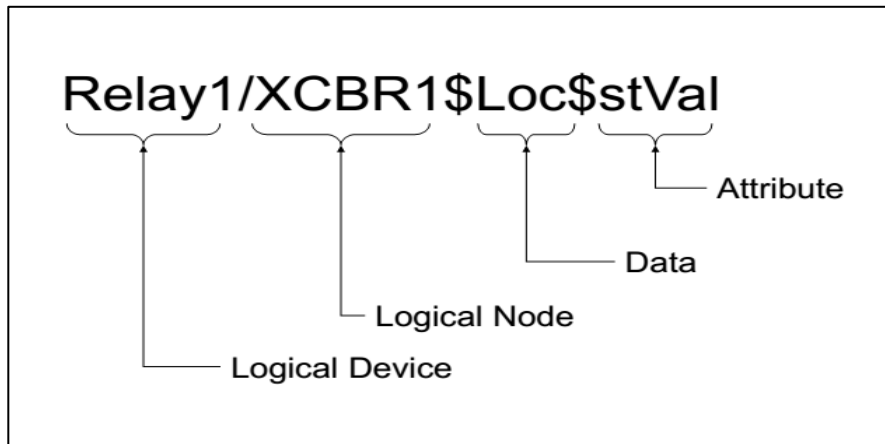
Figura 47. Estructura de la información en IEC 61 850



Fuente: Kryon. *IEC 61850*. <http://www.kryoningenieria.com/iec-61850/>. Consulta: 29 de agosto de 2019.

- Estructura de nombre de objetos: basado en la estructura de la información, la norma de IEC 61 850 presenta una sintaxis definida para la presentación de la información, la misma se describe a continuación:

Figura 48. Estructura de nombre de objetos en IEC 61 850



Fuente: Curso IEC61850 Hand on training. *An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013*. https://na.eventscloud.com/file_uploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2019.

- Grupos de nodos lógico: se encuentran agrupados en 13 grupos, que a su vez se subdividen en 91 nodos lógicos, que está definido en la norma IEC 61 850-7-4, en donde la primera letra del nodo lógico identifica al grupo, al que pertenece, como se indica:

Figura 49. **Grupo de nodos lógicos en IEC 61 850**

Logical group	Name	Number of logical nodes
L	System LN	2
P	Protection	28
R	Protection related	10
C	Control	5
G	Generic	3
I	Interfacing and archiving	4
A	Automatic control	4
M	Metering and measurement	8
S	Sensor and monitoring	4
X	Switchgear	2
T	Instrument transformers	2
Y	Power transformers	4
Z	Further power system equipment	15

Fuente: Welotec. *IEC 61850*. <https://celikelemre.wordpress.com/2016/08/19/iec-61850-for-protection/>. Consulta: 29 de agosto de 2019.

Cada grupo de nodos lógicos presenta una cantidad de nodos, en este caso se presenta el grupo P (Protección), el cual está conformado por 28 nodos lógicos que, a su vez, presenta información específica para cada uno de estos.

Figura 50. Grupo de nodos lógico “P” protección

LName	IEEE protection function(s)	Protection function
PDIF	87, 87P, 87L, 87N, 87T, 87B, 87M, 87G	Differential
PDIR	87B	Direction comparison
PDIS	21	Distance protection
PDOP	32	Directional overpower
PDUP	32, 37, 40	Directional underpower
PFRC	81	Rate of change of frequency
PHAR	87T	Harmonic restraint
PHIZ	64	Ground detector
PIOC	50	Instantaneous overcurrent
PMRI	49R, 66, 48, 51LR	Motor restart inhibition
PMSS		Motor starting supervision
POPF	55	Overpower factor
PPAM		Phase angle measuring
PSCH	21, 85	Protection scheme
PSDE		Sensitive directional earth fault
PTEF		Transient earth fault
PTOC	46, 51, 60, 64R, 64S, 64W, 67, 67N, 76	Time overcurrent
PTOF	81	Overfrequency
PTOV	47, 59, 59DC, 60	Overvoltage
PTRC		
PTTR	49, 49R, 49S	Thermal overload
PTUC	37	Undercurrent
PTUV	27	Undervoltage
PTUF		Underfrequency
PUPF	55	Underpower factor
PVOC	51V	Voltage-controlled time overcurrent
PVPH	24	Volts per hertz
PZSU	14	Zero speed or underspeed

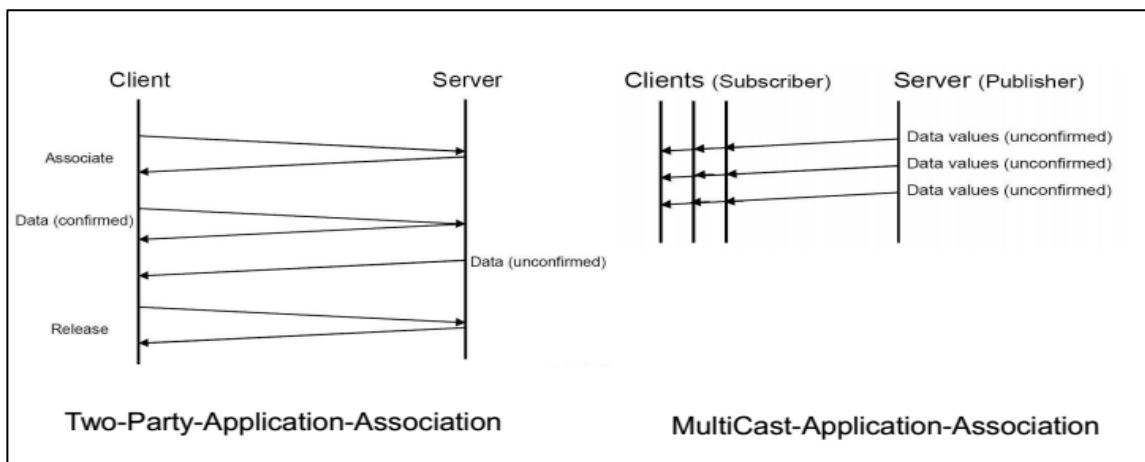
Fuente: Welotec. *IEC 61850*. <https://celikelemre.wordpress.com/2016/08/19/iec-61850-for-protection/>. Consulta: 29 de agosto de 2019.

3.2.4.4. Modelo de comunicación

Consiste en proveer la información de cómo interactúan distintos dispositivos; el modelo comprende dos tipos distintos de comunicación:

- Asociación de aplicación de dos partes (*Two party application association TPAA*), es una conexión orientada bi-direccional de intercambio de información, que proporciona un flujo de información seguro de punto a punto.
- Asociación de aplicación multicast (*Multicast application association*), corresponde a una interconexión unidireccional, entre una fuente (equipo publicador) y uno o varios equipos de destino (equipos suscriptores), teniendo en cuenta que los equipos suscriptores tienen la capacidad de identificar la pérdida o duplicación de la información recibida.

Figura 51. **Modelo de comunicación IEC 61 850**



Fuente: IEC 61 8750-7-2. *Communication networks and systems in substations*. p. 31-35.

Al aplicar el modelo de comunicación planteado en la norma, se encuentran tres distintos protocolos de comunicación bajo los cuales se desarrolla la interacción de los IED con los equipos del nivel de proceso, y a su vez con el sistema SCADA que se encuentra aguas arriba de todos los mencionados.

Cada uno de los protocolos contiene características especiales en función de la aplicación que se desarrolla con ellos. Los mismos son los siguientes:

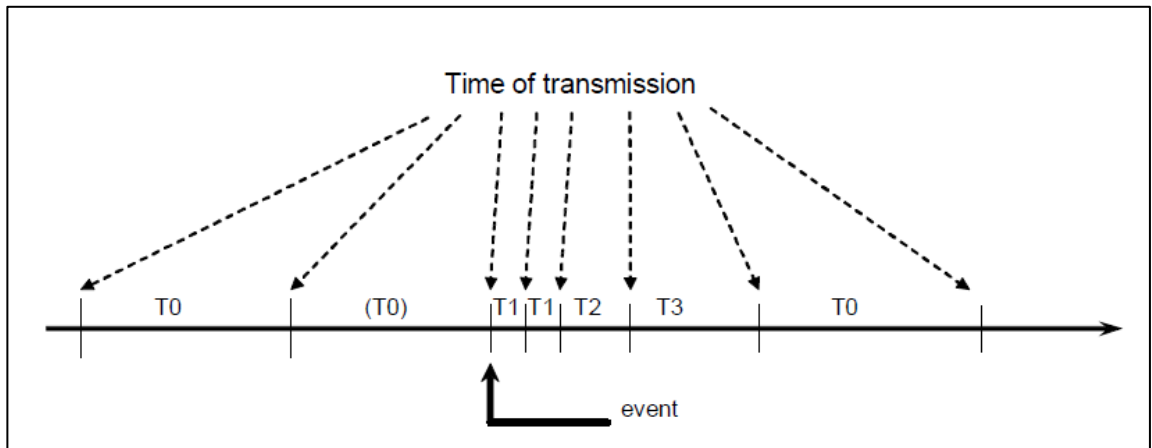
- GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*)

Este tipo de mensajes son utilizados para la rápida transmisión de los eventos en la subestación, los cuales pueden ser comandos, alarmas, indicaciones y mensajes, los cuales son enviados por un IED y pueden ser recibidos por muchos equipos al mismo tiempo.

El equipo que envía los mensajes es llamado publicador y cada uno de los equipos que los recibe es llamado suscriptor. Se maneja especialmente en el nivel de bahía o unidad, ya que son comunicaciones en el mismo nivel, y todos los equipos pueden ser publicadores y suscriptores al mismo tiempo dentro de la red de comunicación.

La transmisión de los mensajes se realiza periódicamente en un tiempo establecido, pero al momento de existir un cambio en uno de los datos automáticamente se da una avalancha de información con tiempos muy pequeños entre cada uno, informando a todos los suscriptores del cambio de estado de ese dato.

Figura 52. **Tiempo crítico mensajes GOOSE**



Fuente: IEC 61 8750-8-1. *Communication networks and systems in substations*. p. 68.

La interpretación de cada uno de los tiempos se describe a continuación:

- T0: transmisión en condiciones estables (sin eventos por un largo período de tiempo).
 - (T0): transmisión en condiciones estables, el cual puede ser recortado por un evento.
 - T1: tiempo corto de transmisión después de un evento.
 - T2, T3: tiempo de transmisión hasta alcanzar las condiciones de transmisión estable.
- MMS (*Manufacturing Message Specification*)

Es un protocolo de la capa de aplicación que especifica los servicios para intercambio de datos en tiempo real e información de control y supervisión de dispositivos de red y aplicaciones de máquina. Está diseñado para proporcionar un sistema genérico de mensajes entre dispositivos industriales de distintos

fabricantes. El protocolo MMS fue definido como una norma internacional ISO 9506, es actualmente desarrollada y mantenida por el *ISO Technical Committee 184* (TC184).

El protocolo especifica únicamente aspectos visibles de la red de comunicación, es decir, no se muestra el funcionamiento interno del IED solamente la comunicación entre el cliente y el servidor permitiendo a los fabricantes una amplia flexibilidad en sus implementaciones.

El protocolo está basado en el modelo OSI de comunicación, pero en su versión original presentaba inconvenientes que no lo hacían lo suficientemente atractivo a los fabricantes. Por lo tanto, en 1999 Boeing creó una nueva versión de MMS, utilizando las primeras cuatro capas del modelo original, utilizando para esta nueva versión la “*OSI Transport over TCP*” en la capa de transporte. Las tres capas más altas siguen siendo las mismas del modelo OSI original.

Una característica importante del protocolo MMS es que en su mayoría los mensajes son confirmados en ambos extremos por los equipos, basado en una arquitectura de cliente-servidor tomando en determinado momento un cliente que solicita un servicio de un servidor remoto distante.

Figura 53. **Modelo protocolo MMS**

Application	Manufacturing Message Specification (MMS) – ISO/IEC 9506 Association Control Service Element (ACSE) – ISO 8649/8650
Presentation	Connection Oriented Presentation – ISO 8822/8823 Abstract Syntax Notation (ASN) – ISO 8824/8825
Session	Connection Oriented Session – ISO 8326/8327
Transport	Connection Oriented Transport – ISO 8072/8073
Network	Connectionless Network – ISO 8348
Link	MAC – Ethernet – ISO 8802-3 MAC – Token Ring – ISO 8802-4
Physical	Ethernet

Fuente: Xelasenergy. *Productos*. [http://www.xelasenergy.com/products/en_mms.php#lightbox\[der\]/1/](http://www.xelasenergy.com/products/en_mms.php#lightbox[der]/1/). Consulta: 29 de agosto de 2019.

- **Sampled Values**

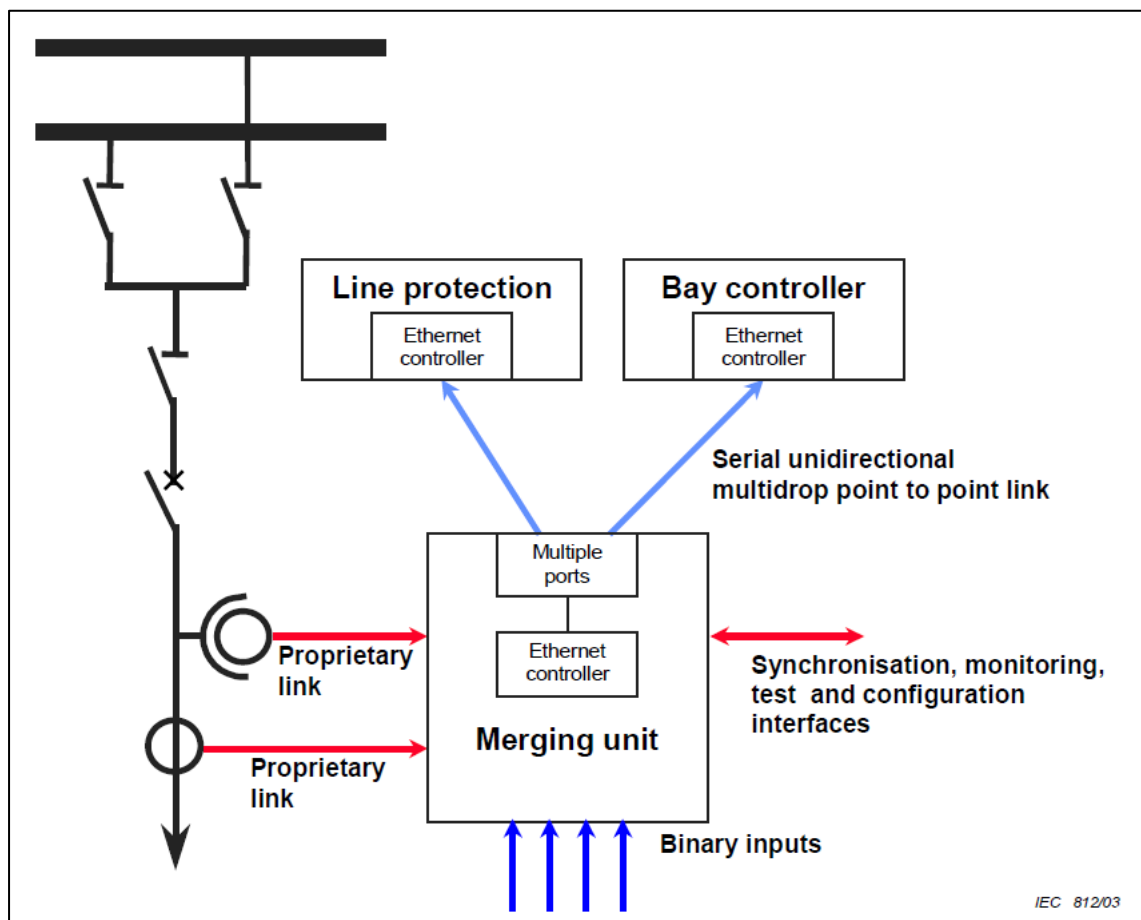
Se establece el servicio de mapeo específico de comunicación entre los equipos de la bahía y el nivel de proceso. Corresponde a la comunicación entre las *merging unit* de los elementos de corriente (*ECT*) y de voltaje (*EVT*) y los relés de protección.

Se utiliza un modelo de publicador-suscriptor, en donde se transmiten valores analógicos instantáneos los cuales son digitalizados y enviados a través de la red de comunicación Ethernet. Están disponibles para que cualquier equipo dentro de la red pueda suscribirse a ellos.

Los *sampled values* están definidos en la IEC 61 850-9, en donde originalmente se tomaba un estampado de tiempo aún con SNTP que ofrecía

una precisión de entre 50-150 ms. A partir de la segunda revisión de la norma se ha contemplado un nuevo método de sincronización de tiempo el cual es llamado PTP o IEEE 1588 y ha mejorado sustancialmente la precisión ya que está entre 1 ns-100 μ s que dependen del hardware y software utilizados.

Figura 54. Estructura general de *Sampled Values*



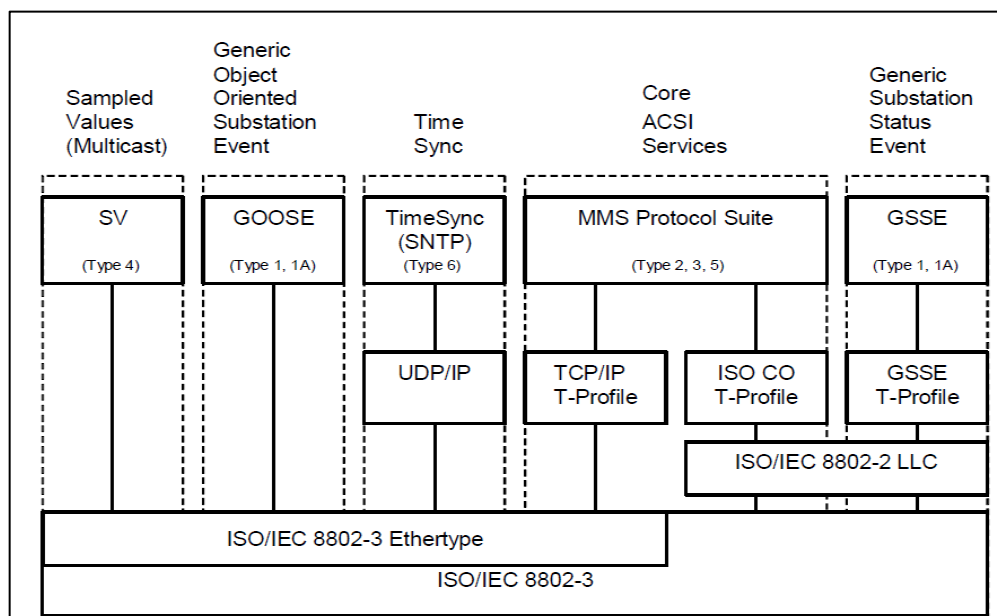
Fuente: IEC 61 8750-8-1. *Communication networks and systems in substations*. p. 7.

3.2.5. Tipos de mensajes-prioridad

Con el objetivo de optimizar las funciones del protocolo, se ha dado prioridad a cierto tipo de mensaje. Esto permite enviar con mayor rapidez los mensajes que así lo requieran, basado en la norma IEC 61 850-8-1

- Tipo 1 (*Type 1*): mensajes rápidos
- Tipo 1A (*Type 1A*): disparos
- Tipo 2 (*Type 2*): mensaje de velocidad media
- Tipo 3 (*Type 3*): mensaje de velocidad baja
- Tipo 4 (*Type 4*): mensaje de dato crudo
- Tipo 5 (*Type 5*): función transferencia de archivos
- Tipo 6 (*Type 6*): mensaje de sincronización de tiempo

Figura 55. Tipo de mensaje prioridad



Fuente: IEC 61 8750-8-1. *Communication networks and systems in substations*. p. 19.

3.2.6. Configuración del formato SCL

Los archivos SCL son utilizados para intercambiar datos de configuración entre diferentes herramientas de distintos fabricantes. Se pueden encontrar al menos cuatro diferentes extensiones para los archivos SCL, esto quiere decir que los archivos presentan un comportamiento distinto al momento de interactuar con las herramientas por utilizar.

Cada uno de los archivos SCL contiene distintas características, las mismas serán descritas a continuación:

- Archivo SSD (*System Specification Description*): este archivo presenta el diagrama unifilar de la subestación, así como la función de automatización de la subestación utilizando los nodos lógicos asociados.
- Archivo SCD (*Substation Configuration Description*): muestra la configuración completa de la subestación, diagrama unifilar, red de comunicación, configuración de los IED, y la información vinculante entre los dispositivos.
- Archivo ICD (*IED Capability Description*): describe las capacidades de un IED, deberá contener la información de un IED específico el que puede ser nombrado también como un *Template* de ese equipo.
- Archivo CID (*Configured IED Description*): describe las características de un IED, con todos los parámetros configurados en él. Este archivo es tomado del archivo SCD, donde en la herramienta adecuada es modificado antes de ser enviado al IED.

3.3. Comparación entre protocolos

Se presentan las principales características de los protocolos de telemetría utilizados en las subestaciones eléctricas, dependerá de la persona encargada cuál de ellos se adapte mejor a las necesidades que tenga en el proyecto en específico que esté elaborando, acá se listan las principales que ayudarán a tomar una decisión más rápida.

Tabla VIII. **Comparación entre protocolos de comunicación**

Característica	IEC 60870-101	DNP 3	Modbus	IEC 61 850
Entidad de Normalización	IEC	DNP User's Group	Modicon Inc	IEC
Capa Física	Serial RS-232/RS-485	Serial RS-232/RS-485 TCP-IP	Serial RS-232/RS-485 TCP-IP	TCP-IP
Capa de Aplicación	<ul style="list-style-type: none"> -Estampado de tiempo. -Sincronización de tiempo. -Selección antes de operar. -Respuestas no solicitadas. -Datos por grupos o clases. -Poleo de reportes por excepción. -Puede controlar un punto por un único mensaje. -Sin confirmación de eventos. -Un único tipo de dato por mensaje. 	<ul style="list-style-type: none"> -Estampado de tiempo. -Sincronización de tiempo. -Selección antes de operar. -Respuestas no solicitadas. -Datos por grupos o clases. -Poleo de reportes por excepción. -Confirmación de eventos. -Múltiples tipos de datos por mensaje. - Poleo por nivel de prioridad. 	<ul style="list-style-type: none"> -Secuencia de eventos sin tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> -Estampado de tiempo. -Sincronización de tiempo. -Selección antes de operar. -Respuestas no solicitadas. -Datos por grupos o clases. -Poleo de reportes por excepción. -Confirmación de eventos. -Información de datos de bus de campo. -Utilización de VLAN distintas para los mensajes a transmitir.
Dirección de dispositivos	Desde 0 hasta 1 o 2 bytes	Desde 0 a 16 bytes	Desde 1 a 247	Nombre en función de la subestación a la que pertenece y el nivel de tensión
Segmento de Mercado	Europa (Sur América, Australia y China)	Norte América (Australia y China)	Nivel mundial	Nivel mundial

Fuente: elaboración propia.

4. APLICACIÓN DE IEC 61 850

La arquitectura IEC 61 850 comprende una variedad de posibles funciones que se pueden implementar, para la misma se utiliza software propietario de la marca de IED que se va a utilizar, aunque es importante mencionar que se pueden incorporar dispositivos de otros fabricantes para realizar las integraciones entre los dispositivos.

Para esta aplicación en específico, en los mensajes GOOSE se utilizarán equipos de protección y control marca ABB, y en el caso de MMS, se utilizará el software SCADA Survalent.

4.1. Recursos

Para la aplicación de la norma es importante conocer e identificar los recursos necesarios para la implementación, si no se toma en cuenta esta situación se encontrará que es necesario realizar cambios sobre la marcha, lo que en muchas ocasiones resulta que no se cuenta con alguno de los equipos o en su defecto no son compatibles entre versiones de la norma. A continuación, se presentan los recursos mínimos necesarios para la implementación.

4.1.1. Diseño aprobado

El primer paso para realizar una implementación adecuada de cualquier subestación es tener el diseño de la subestación eléctrica, esto depende de la función que deberá realizar dentro del sistema eléctrico de potencia, involucra varios factores dentro de los que se pueden mencionar: nivel de tensión,

arquitectura de la subestación, cantidad de campos o bahías con las que contará la subestación. Además de la tecnología por utilizar esto tiene gran importancia en el caso que analizaremos a continuación ya que puede ser una subestación convencional o en su defecto basado en la norma IEC 61 850.

Es importante mencionar que cualquier subestación nueva que se vaya a implementar, debe contar con los permisos respectivos de las autoridades del sector eléctrico del país o región a la que pertenezca.

4.1.2. Obra civil

Este punto es crítico sobre todo que debe ir de la mano del tipo de tecnología de la subestación, ya que al implementar la subestación en función de la norma IEC 61 850, los canales o fosas según se le llame deberán ser de menor tamaño en comparación de una subestación convencional. La cantidad de cableado de cobre es significativamente menor, el mismo será reemplazado por cableado de fibra óptica en dos canales independientes. El montaje de los equipos de potencia no tiene grandes variaciones entre los de las subestaciones convencionales y las digitales.

4.1.3. Equipos de protección, control y comunicación

Los equipos que se utilicen para las lógicas de protección y control deben ser compatibles en la versión de la norma bajo la cual han sido fabricados, en muchos casos es posible cambiar la versión lo cual se logra con una actualización del firmware del equipo por utilizar, siempre se debe tomar en cuenta esta situación ya que normalmente estos cambios son hechos únicamente por los fabricantes de los equipos.

En el caso de los equipos de comunicación, hablando específicamente de los switches de comunicación deben de estar provistos de características especiales para soportar lo que menciona la norma, lo cual es que puedan adaptarse a utilizar un protocolo especial de redes de comunicación como lo es el PRP, además de poseer capacidades de configuración de VLAN para los mensajes prioritarios y no añadir retrasos a los mensajes.

4.1.4. Software de configuración y monitoreo

Durante el proceso de implementación y puesta en servicio de cualquier subestación eléctrica es necesario contar con el software de configuración de los equipos que se van a utilizar. Normalmente los equipos de protección utilizan un software para su configuración de los parámetros de control, protección y comunicación básica y un segundo software de configuración de comunicación a un nivel más alto, en este caso si se utilizará la norma IEC 61 850.

Otros equipos no necesitan un software para su configuración, en este caso utilizan una interfaz web y es desde acá donde se realiza la configuración de los equipos, normalmente los equipos que utilizan la interfaz web son los *switches* de comunicación.

Para la integración de los equipos de la subestación hacia un sistema SCADA local o en su defecto a un nivel de control superior, es necesario contar con el licenciamiento de cada software, estos casi en su totalidad deben ser solicitados al fabricante con las características que sean necesarias, muy difícilmente pueden ser cambiadas una vez ya se tenga en sitio, como una característica de estos licenciamientos es que es a base de puntos, los cuales

son utilizados independientemente si son digitales o analógicos, sin dejar de lado los protocolos que serán requeridos.

4.1.5. Gabinetes de control y alimentación

Es importante contar con los gabinetes que contienen los relés de protección y control, así como los equipos de comunicación, todos estos deben contener sus elementos de protección contra cortocircuito y sobrecarga, los mismos deben ser dimensionados de acuerdo con el consumo que cada uno de estos demande.

La alimentación de todos los tableros de protección y los equipos de patio en su totalidad tienen alimentación de 125 VDC, lo que permite mantener el control y operación de la subestación por un período de tiempo sin importar si la subestación se encuentra energizada o no. Por ello es importante dimensionar el banco de baterías perteneciente a la subestación, con la capacidad adecuada para soportar la carga de la subestación completa como mínimo de 2 a 4 horas, aunque esto también puede depender de los requerimientos por parte de quién autoriza la construcción y operación de la subestación en el sistema de potencia.

4.1.6. Equipos de potencia

Corresponde a todos los elementos por utilizar en el patio de la subestación, todos estos equipos tienen una función específica la que tiene relación entre todos los elementos por el nivel de tensión en que la subestación va a operar.

En la actualidad existen equipos como los interruptores y los TC y TP ya con características para ser utilizados con la arquitectura de IEC 61 850, lo que permite tener una mínima cantidad de cableado en la subestación.

4.2. Lógica de control

La norma ha definido para las lógicas de control nodos lógicos específicos, cuyas funciones han sido ya establecidas, las cuales contienen todos los parámetros necesarios para la implementación de estas lógicas.

Los elementos que pueden ser controlados dentro de la subestación están los interruptores y los seccionadores, así como también los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores de potencia. Los bloques de control corresponden a los logical nodes indicados anteriormente, los mismos se utilizarán para indicar la forma en que se utilizan en un conjunto de funciones dentro de un proyecto, siguiendo los lineamientos que se plantean en la norma IEC 61 850.

En una lógica de control de interruptor como es el caso que se analizará, se compone de 3 elementos o logical nodes específicos, los cuales se describen a continuación:

4.2.1. CILO (*Interlocking*)

Evalúa si se cumplen las condiciones para la operación de algún elemento de desconexión, es necesario un elemento de este tipo por cada elemento de desconexión por controlar.

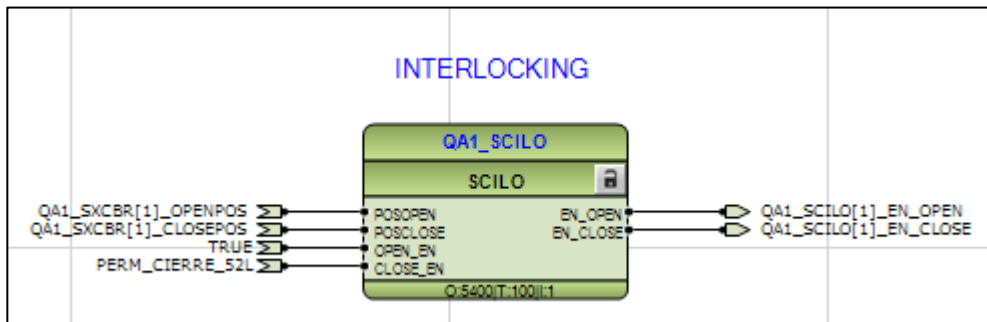
Figura 56. **Nodo lógico *interlocking*, nombre CILO**

CILO class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
<i>Common Logical Node Information</i>				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
<i>Status Information</i>				
EnaOpn	SPS	Enable Open		M
EnaCls	SPS	Enable Close		M

Fuente: IEC 61 8750-7-4. *Communication networks and systems in substations*. p. 43.

Se muestra a continuación el bloque utilizado para la función de *interlocking* dentro la parte de configuración del relé *Relion RED650* de marca ABB.

Figura 57. **Aplicación de nodo lógico *interlocking***



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.2.2. SCSWI (*switch controller*)

Este elemento es utilizado para controlar las condiciones de los elementos de desconexión, esto arriba del nivel de proceso.

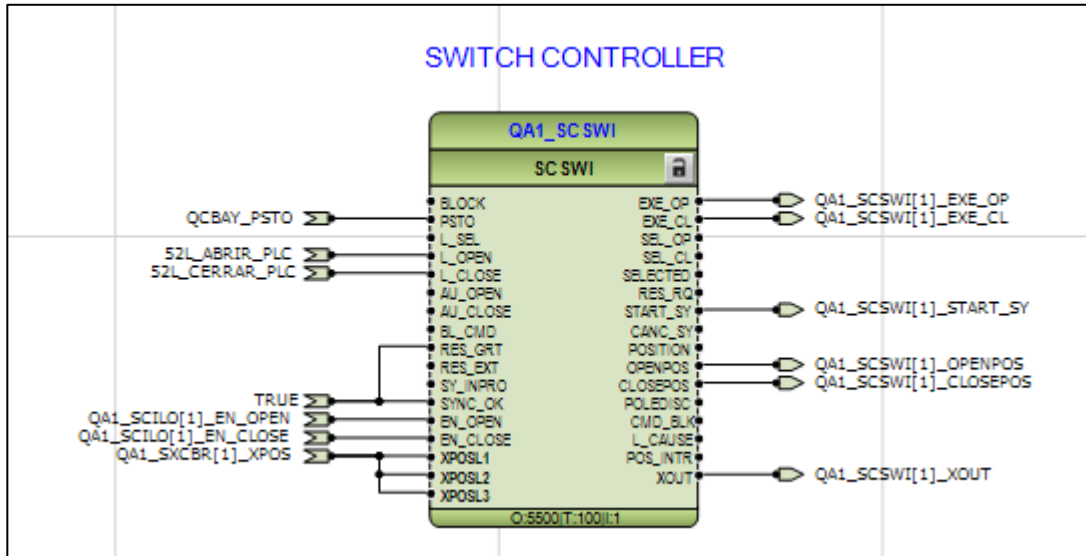
Figura 58. **Nodo lógico *switch controller*, nombre SCWI**

CSWI class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Loc	SPS	Local operation		O
OpCntRs	INC	Resetable operation counter		O
Controls				
Pos	DPC	Switch, general		M
PosA	DPC	Switch L1		O
PosB	DPC	Switch L2		O
PosC	DPC	Switch L3		O
OpOpn	ACT	Operation <input type="checkbox"/> Open Switch <input type="checkbox"/>	T	O
OpCls	ACT	Operation <input type="checkbox"/> Close Switch <input type="checkbox"/>	T	O

Fuente: IEC 61 8750-7-4. *Communication networks and systems in substations*. p. 44.

Las condiciones mostradas anteriormente por la norma IEC 61 850-7-4, se utilizan algunas de las entradas del bloque, correspondientes a controles que pueden ser ejecutados desde botones o manijas instaladas en el tablero de control de bahía, esto aplica únicamente cuando se tiene la posibilidad de enviar los controles desde el equipo de control/protección y también desde los botones o manijas mencionadas anteriormente.

Figura 59. **Aplicación de nodo lógico *switch controller***



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.2.3. **XCBR (*circuit breaker*)**

Es utilizado para modelar un elemento de desconexión con capacidad de interrumpir un cortocircuito, básicamente es la virtualización del elemento de patio. La norma muestra las entradas mínimas que debe contener este bloque de interruptor.

Con este bloque de control, podemos encontrar distintas características, las mismas que podemos encontrar físicamente en el equipo de patio por mencionar algunas de ellas el selector de local/remoto, y el contador de operaciones del elemento utilizado.

Figura 60. **Nodo lógico *circuit breaker*, nombre XCBR**

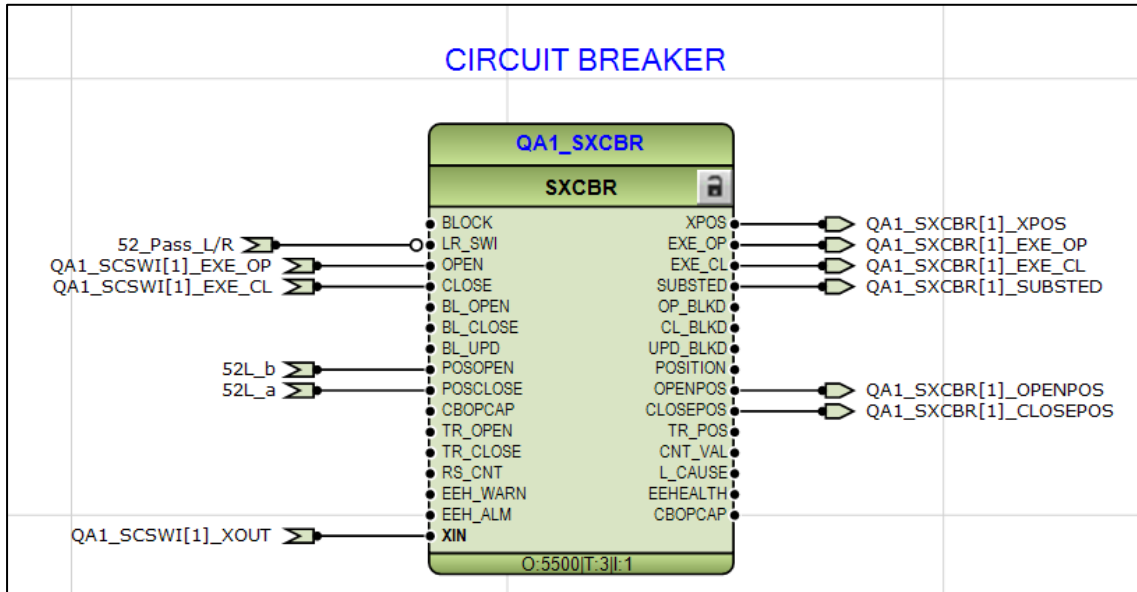
XCBR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpCnt	INS	Operation counter		M
Controls				
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
Metered Values				
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		O
Status Information				
CBOpCap	INS	Circuit breaker operating capability		M
POWCap	INS	Point On Wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O

Fuente: IEC 61 8750-7-4. *Communication networks and systems in substations*. p. 59.

En la aplicación de este bloque, podemos encontrar que desde acá es donde se envían los controles a las salidas digitales físicas o en su defecto mensajes GOOSE para la operación del elemento por controlar, en este caso un interruptor.

Otra característica importante del bloque es la indicación de posición del elemento, en el cual podemos verificar la bandera con la que entrega la información al sistema SCADA que controlará remotamente el elemento, si fuese el caso indicará que el dato está siendo simulado o en modo sustituido.

Figura 61. Aplicación de nodo lógico *circuit breaker*



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.3. Lógica de protección

Las lógicas de protección son implementadas bajo los nodos lógicos agrupados en el grupo P, dicho grupo contiene 28 nodos lógicos distintos, en esta aplicación se analizará una función de protección únicamente.

4.3.1. PDIF (*differential protection*)

La función diferencial de transformador, indica las conexiones básicas que la norma debe contener para su implementación, las cuales deben ser ejecutadas y posteriormente utilizadas en el sistema SCADA para mostrar la mayor cantidad de información para el usuario.

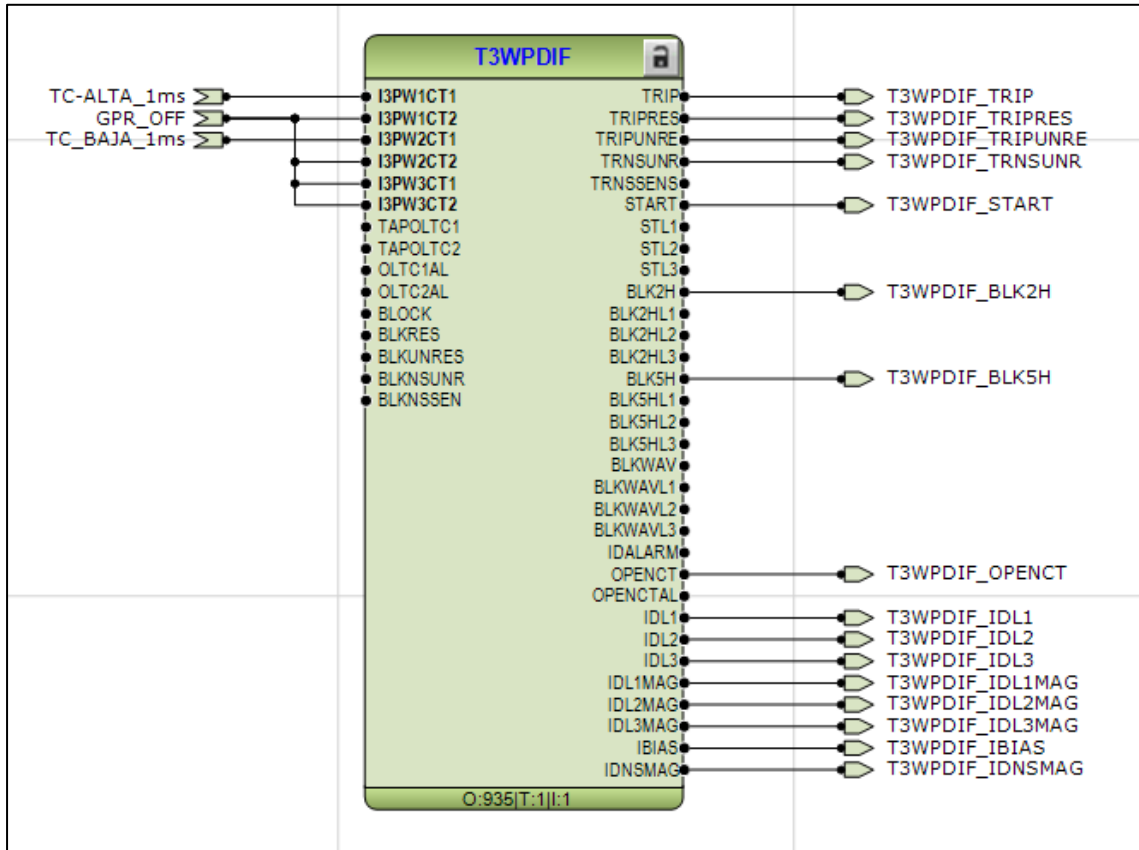
Figura 62. **Nodo lógico protección diferencial, nombre PDIF**

PDIF class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
OpCntRs	INC	Resetable operation counter		O
Status Information				
Str	ACD	Start		O
Op	ACT	Operate	T	M
TmASt	CSD	Active curve characteristic		O
Measured Values				
DifAClc	WYE	Differential Current		O
RstA	WYE	Restraint Current		O
Settings				
LinCapac	ASG	Line capacitance (for load currents)		O
LoSet	ING	Low operate value, percentage of the nominal current		O
HiSet	ING	High operate value, percentage of the nominal current		O
MinOpTmms	ING	Minimum Operate Time		O
MaxOpTmms	ING	Maximum Operate Time		O
RstMod	ING	Restraint Mode		O
RsDITmms	ING	Reset Delay Time		O
TmAcrv	CURVE	Operating Curve Type		O

Fuente: IEC 61 8750-7-4. *Communication networks and systems in substations*. p. 21.

En la aplicación del nodo lógico de protección diferencial de transformador, se pueden observar los dos juegos de corrientes que utilizará el bloque para hacer el cálculo de la función, además de información adicional que entregará como lo son los valores instantáneos de las corrientes diferenciales por cada fase y cuando se active alguna función de bloqueo, para este caso en específico el bloqueo por 2do y 5to armónico.

Figura 63. Aplicación de nodo lógico PDIF



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Tabla IX. Descripción entradas/salidas bloque protección diferencial

Entradas del bloque		
Nombre	Tipo	Descripción
I3PW1CT1	Grupo de señal	Grupo de 3 corrientes lado 1 del transformador
I3PW2CT1	Grupo de señal	Grupo de 3 corrientes lado 2 del transformador
GPR_OFF	Variable sustituye al grupo de señal	Sin conexión física del bloque, debe ser conectado para la correcta operación del bloque de protección
Salidas del bloque		
Nombre	Tipo	Descripción
TRIP	Booleana o Digital	Disparo general
TRIPRES	Booleana o Digital	Disparo protección diferencial con restricción
TRIPUNRE	Booleana o Digital	Disparo protección diferencial sin restricción
TRANSUNR	Booleana o Digital	Disparo protección diferencial con restricción de secuencia negativa
START	Booleana o Digital	Arranque de función diferencial
BLK2H	Booleana o Digital	Bloqueo de función de segundo armónico por cualquier fase
BLK5H	Booleana o Digital	Bloqueo de función de quinto armónico por cualquier fase
OPENCT	Booleana o Digital	Un TC abierto fue detectado
IDL1	Real	Valor instantáneo de corriente diferencial fase 1
IDL2	Real	Valor instantáneo de corriente diferencial fase 2
IDL3	Real	Valor instantáneo de corriente diferencial fase 3
IDL1MAG	Real	Magnitud de corriente diferencial fase 1 a frecuencia fundamental
IDL2MAG	Real	Magnitud de corriente diferencial fase 2 a frecuencia fundamental
IDL3MAG	Real	Magnitud de corriente diferencial fase 2 a frecuencia fundamental
IBIAS	Real	Magnitud de corriente bias
IDNSMAG	Real	Magnitud de corriente diferencial de secuencia negativa

Fuente: elaboración propia.

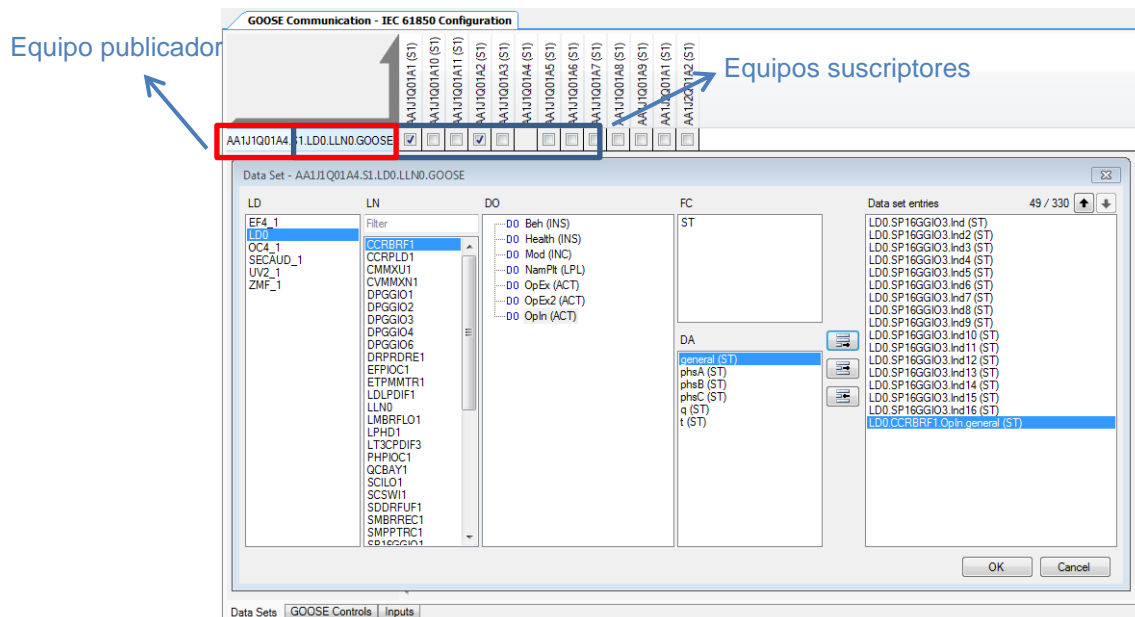
4.4. Utilización de Mensajes GOOSE

Los mensajes GOOSE, son ampliamente utilizados en el nivel de estación dentro de una subestación eléctrica, esto con diferentes aplicaciones, tanto en funciones de control como de protección, en el desarrollo de este texto se presenta la forma de configuración de dichos mensajes entre dos equipos del mismo fabricante, es importante recalcar que la configuración de este tipo de mensajes varía de fabricante a fabricante.

La norma de IEC 61 850-8 indica que el mensaje GOOSE que se desea transmitir desde un publicador en la red, debe estar dentro de un *dataset* el cual contendrá los mensajes que serán transmitidos.

En la aplicación actual, se debe indicar los equipos que se suscribirán a los mensajes que sean publicados por nuestro IED.

Figura 64. Aplicación publicación de mensaje GOOSE

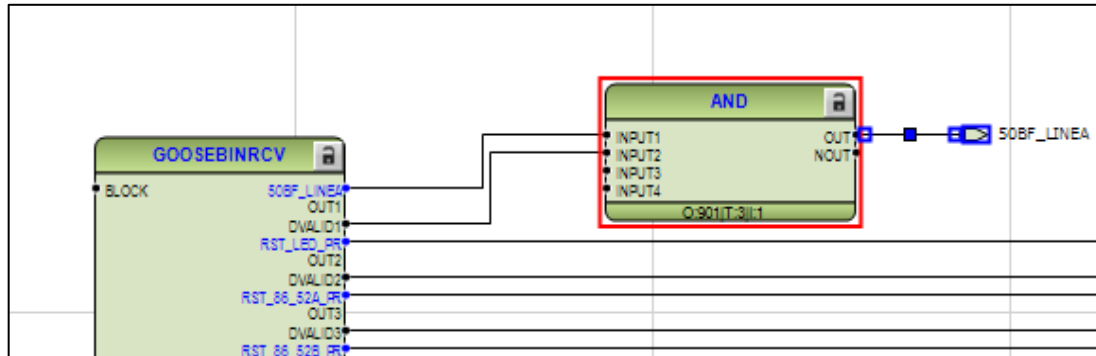


Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

El equipo publicador, consta de un *dataset* en el cual se tienen distintas variables, las cuales son enviadas a través de la red, en este caso únicamente 2 equipos se suscriben a uno o más mensajes del equipo publicador. Se observa que existen más equipos dentro de la red, pero la información es importante solo para los dos equipos mencionados anteriormente.

En determinado momento el equipo que en este momento es un publicador, puede al mismo tiempo ser un equipo suscriptor, de los mismos equipos de los cuales él es publicador o de cualquier otro equipo dentro de la red.

Figura 65. Aplicación de mensaje GOOSE



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

En el equipo suscriptor se debe crear una variable, la cual responderán a la información que se tome de variables GOOSE a las que esté suscrita, en este caso en específico se muestran antes de la variable de salida una compuerta lógica que evalúa es estado de la variable, así como también que la calidad de la variable que llega por la red de comunicación es la correcta. Esto último es una funcionalidad adicional que le ha integrado el fabricante de equipos el fabricante ABB.

Para vincular la variable y que se pueda utilizar dentro de cualquier parte de la aplicación que se desee realizar con ella, se requiere un paso más el cual consiste en utilizar una matriz de variables, la cual facilita la interpretación de la variable que está siendo suscrita, ya que se observa el equipo publicador y las variables que contiene el *dataset* que este publica en la red de comunicación.

Figura 66. Aplicación recepción de mensaje GOOSE

IED, Logical Device :		AA1J1Q01A4, LD0									
		SP16GGIO3									
Data Object:	Ind	Ind10	Ind11	Ind12	Ind13	Ind14	Ind15	Ind16	Ind2	I	
Data Attribute:	stVal	stVal	stVal	stVal	stVal	stVal	stVal	stVal	stVal	s	
- GOOSEBINRCV:1											
GOOSEBINRCV:1	50BF_LINEA	X									
	RST_LED_PR										
	RST_86_52A_PR										
	RST_86_52B_PR										
	52A_TGEN_PR										
	89_45										
	89_135										
	89_45										
	BLOQ_52T										
	AUX_MCB_15/19										
	OUT11										
	OUT12										
	OUT13										
	OUT14										
	OUT15										
	OUT16										

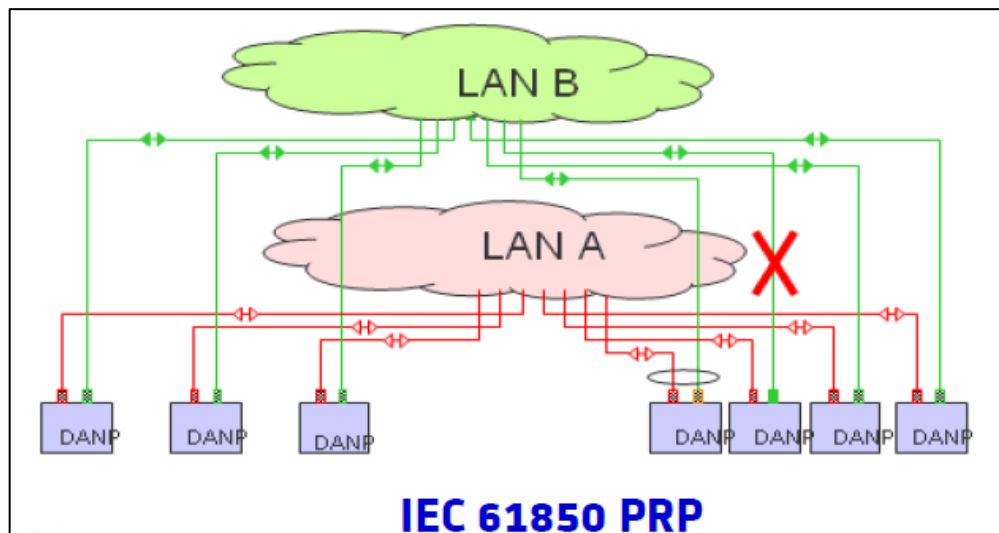
Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Para el caso de la figura mostrada en el lado izquierdo de la misma se observa las variables creadas en el equipo suscriptor, se observa que la variable que se toma será la que en la matriz está seleccionada, y en la parte superior de la imagen se observa el equipo publicador de las señales.

Así como en este caso se envía una variable de falla de interruptor (50BF), utilizada para funciones de protección, se puede también enviar variables que serán utilizadas para funciones de control, como por ejemplo el estado de un elemento de campo (interruptor, seccionador) o en su defecto alguna variable que se obtiene como resultado de la evaluación de alguna lógica interna del equipo publicador.

Los mensajes GOOSE, al ser enviados a través de la red de comunicación, requieren que esta sea lo suficientemente robusta para que los mensajes sean enviados en cualquier situación. Por ello se plantean arquitecturas de red que permiten tener redundancia de vías en la entrega-recepción de la información, una de las arquitecturas más utilizadas es la PRP (*parallel redundancy protocol*).

Figura 67. Topología de red PRP



Fuente: Alstom Grid. *DS Agile Leading the way to Digital Substations*. https://www.novatechweb.com/substation-automation/orion-overview/?gclid=CjwKCAiA7939BRBMEiwA-hX5J_oKme_fP_H7JZLCn4VZTdmGXckQ_G6H05J2Vm7nLTZILBZbbuBPVhoCgokQAvD_BwE. Consulta: 29 de agosto de 2019.

4.5. Utilización del protocolo MMS

El protocolo MMS al ser utilizado dentro de la subestación comprende una serie de elementos importantes, los que sirven al operador para interpretar de manera más sencilla la información proveniente de los IED. Este protocolo es

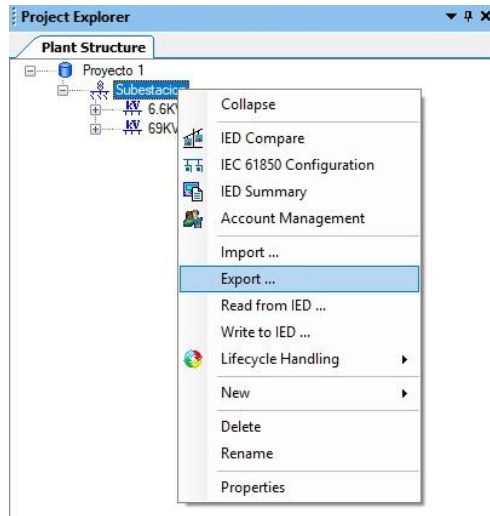
utilizado para interrogar a los equipos de protección y control dentro de la subestación es uno de los protocolos que utilizan los sistemas SCADA para obtener la información.

El sistema SCADA, obtiene la información de los equipos utilizados en la subestación a través del archivo SCD correspondiente al proyecto que se esté ejecutando. En este archivo se encuentran todos los IED que correspondan a la aplicación que se trabaje, a su vez toda la información que se encuentra disponible en cada uno de los equipos.

Es necesario contar con una herramienta que sea capaz de interpretar este archivo, para este efecto utilizaremos el software de SCADA, marca Survalent, el cual tiene las herramientas necesarias para este efecto y dentro de sus beneficios podemos mencionar que permite la integración de equipos de comunicación en una amplia variedad de protocolos entre ellos IEC 61 850 en su definición de MMS.

Para utilizar sistema SCADA e interpretar la información proveniente de los IED, es necesario generar el archivo SCD correspondiente, este archivo se obtiene desde el software en donde se tenga la aplicación de la subestación a ser integrada, para demostrar esto se utilizará el software PCM600 de los IED de protección marca ABB.

Figura 68. **Obtener archivo SCD**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

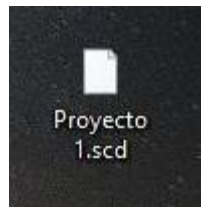
El archivo SCD, correspondiente al proyecto que se esté implementando, el mismo contiene la información de todos los IED del proyecto, cada equipo contiene en este archivo todas las configuraciones de las lógicas de control y de protección que se hayan implementado.

El archivo SCD, es un archivo único que se debe generar en cada ocasión si han sido configuradas nuevas funciones en el proyecto, esto con el objetivo que dichas funciones sean adheridas al archivo SCD.

Cada fabricante posee un software propietario para generar dicho archivo, el mismo podrá contener equipos de la misma marca o de distintos fabricantes eso sí debe ser del mismo proyecto de la subestación que se está implementando.

Al generar el archivo SCD, se obtiene un archivo con la extensión .scd que se utilizará en la integración de los IED al sistema SCADA.

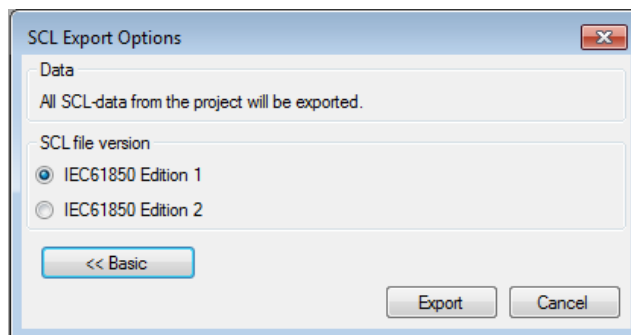
Figura 69. **Ejemplo archivo SCD**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Para el caso del software PCM600 de ABB, existe la posibilidad de utilizar las ediciones 1 y 2 de la norma IEC 61 850, existen algunas variaciones dentro de los IED, que también depende la versión de firmware que estos tengan, así que es de suma importancia exportar el archivo en la versión correspondiente.

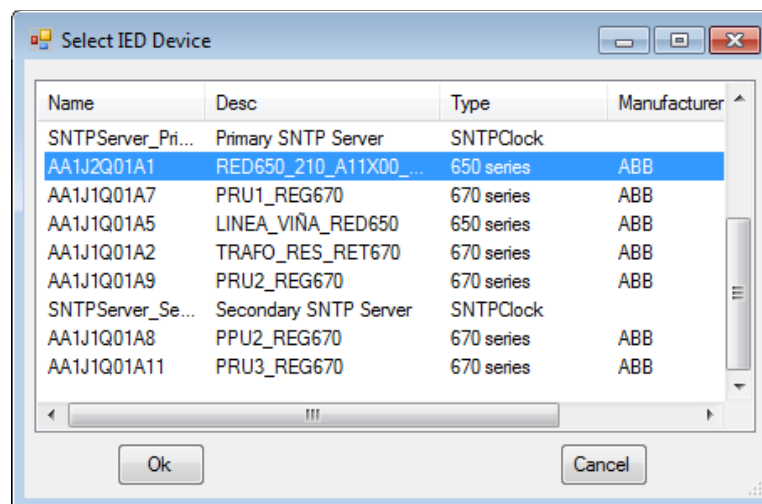
Figura 70. **Archivo SCD según edición de la norma**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Dentro del proceso de integración de los equipos al sistema SCADA, este último debe tener la capacidad de poder interpretar el archivo SCD, y desde allí obtener la información del IED en específico que se desee integrar, para el caso del software *Survalent*, muestra una ventana en donde se selecciona el equipo en específico que se va a trabajar.

Figura 71. **Elegir equipo por integrar desde archivo SCD**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Una vez seleccionado el equipo que se desea integrar, el SCADA dentro de las herramientas que presenta para dicha integración, nos muestra una tabla conteniendo todas las variables disponibles en el equipo. Desde este punto se pueden eliminar las variables que no queremos que aparezcan en el sistema SCADA, normalmente no todas las variables son integradas al sistema, ya que en muchas ocasiones se tiene limitantes en la cantidad de puntos que se pueden utilizar en un sistema SCADA.

Esta no es la única forma de quitar puntos, ya que más adelante una vez integrados los puntos necesarios se pueden eliminar los mismos, aunque si existe una limitante ya que, si eliminamos una variable que sí se utilizará, se debe repetir el proceso completo.

Tabla X. Variables de IED

	A	B	C	D	E	F	G
1	Name	Type	Zoneld	UserTypeIcd	AlarmSkIID	PrefSuffID	Description
2	650 series	Station	AllZones	IEDdata			650 series device
3	IEDStatus	Status	AllZones	IEDdata	Format01	FailNormal	IED Status Point
4	IEDFastScan	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	IED Fast Scan Point
5	IEDPortSwitch	Status	AllZones	IEDdata	Format01	PriAlt	IED Port Switch Point
6	IEDPercentage	Analog	AllZones	IEDdata			IED Percentage Point
7	IEDTotalMsgCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Total Message Count Point
8	IEDGoodMsgCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Good Message Count Point
9	IEDBadMsgCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Bad Message Count Point
10	IEDTimeoutCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Timeout Count Point
11	IEDErrorCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Error Count Point
12	IEDSendMsgCount	Analog	AllZones	IEDdata			IED Send Message Count Point
62	CCRBRF1_Mod_Oper_org_orId	Text	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Mode
63	CCRBRF1_Mod_Oper_ctlNum	Analog	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Mode
64	CCRBRF1_Mod_Oper_Test	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Mode
65	CCRBRF1_Mod_Oper_Check	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Mode
66	CCRBRF1_Mod_st	Analog	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Mode
67	CCRBRF1_Mod_ctlModel	Analog	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Mode
68	CCRBRF1_Beh_st	Analog	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Behavior
69	CCRBRF1_Health_st	Analog	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Health
70	CCRBRF1_NamPft_vendor	Text	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Name of the vendor.
71	CCRBRF1_NamPft_swRev	Text	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Software revision
72	CCRBRF1_NamPft_d	Text	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Textual description of the data.
73	CCRBRF1_NamPft_configRev	Text	AllZones	IEDdata			CC Breaker Failure 1, Uniquely identifies the configuration of a logical device instance.
74	CCRBRF1_OpEx_gen	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Breaker failure trip (external trip)
75	CCRBRF1_OpIn_gen	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Operate, retrip (internal trip)
76	CCRBRF1_OpIn_phsA	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Operate, retrip (internal trip)
77	CCRBRF1_OpIn_phsB	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Operate, retrip (internal trip)
78	CCRBRF1_OpIn_phsC	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CC Breaker Failure 1, Operate, retrip (internal trip)
79	CCRBRF1_OpEx2_gen	Status	AllZones	IEDdata	Format01	OffOn	CCRBRF1_ST_OpEx2_general
80	CCRBRF1_OpEx2_dataNs	Text	AllZones	IEDdata			CCRBRF1_EX_OpEx2_dataNs

Fuente: elaboración propia, empleando software Microsoft Excel.

Las variables acá indicadas corresponden tanto a las lógicas de control, así como también a las funciones de protección que se tengan configuradas en los IED, es importante mencionar que debe ser incluido un archivo por cada equipo que se desee integrar al sistema SCADA.

La integración de los equipos en el sistema SCADA de Survalent, previo a ser utilizadas las variables, se crea una base de datos propietaria del sistema, dicha base de datos corresponde a todas las variables por las que el sistema SCADA va a interrogar a los IED. La base de datos inicialmente se muestra

como una tabla de variables, la cual contiene el nombre de la variable, su descripción (esto es modificable) y la dirección que con la que monitorea/controla.

Está dividida en variables digitales y variables analógicas, con el objetivo de ofrecer mayor facilidad de interpretar la información proveniente de los IED.

Tabla XI. Variables analógicas de IED

Station	Name	Description	A	B	C	D	ID
RED_650	ETPMMTR1_WaAccFwd_actVal	ETPMMTR1_ST_WaAccFwd_actVal	210.200.0.0				300193
RED_650	ETPMMTR1_WaAccRev_actVal	ETPMMTR1_ST_WaAccRev_actVal	212.200.0.0				300194
RED_650	ETPMMTR1_MaxVaFwdD_mag_f	ETPMMTR1_MX_MaxVaFwdD_mag_f	214.200.0.0				300195
RED_650	ETPMMTR1_MaxVaRvDm_mag_f	ETPMMTR1_MX_MaxVaRvDm_mag_f	215.200.0.0				300196
RED_650	ETPMMTR1_MaxWfwdDmd_mag	ETPMMTR1_MX_MaxWfwdDmd_mag_f	216.200.0.0				300197
RED_650	ETPMMTR1_MaxWRvDmd_mag	ETPMMTR1_MX_MaxWRvDmd_mag_f	217.200.0.0				300198
RED_650	CVMMXN1_Mod_st	CV Non-phase Related Measurement 1, Mode	221.200.0.0				300199
RED_650	CVMMXN1_Beh_st	CV Non-phase Related Measurement 1, Behavior	223.200.0.0				300200
RED_650	CVMMXN1_Health_st	CV Non-phase Related Measurement 1, Health	224.200.0.0				300201
RED_650	CVMMXN1_Amp_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Current I (rms) not allocated to a phase	225.200.0.0				300202
RED_650	CVMMXN1_Vol_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Voltage V (rms) not allocated to a phase	236.200.0.0				300203
RED_650	CVMMXN1_Watt_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Power (P) not allocated to a phase	247.200.0.0				300204
RED_650	CVMMXN1_VolAmp_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Reactive Power (Q) not allocated to a phase	259.200.0.0				300205
RED_650	CVMMXN1_PwrFact_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Apparent Power (S) not allocated to a phase	269.200.0.0				300206
RED_650	CVMMXN1_Hz_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Power Factor not allocated to a phase	280.200.0.0				300207
RED_650	CVMMXN1_Hz_mag	CV Non-phase Related Measurement 1, Frequency	291.200.0.0				300208
RED_650	CMMXU1_Mod_st	C Measurement 1, Mode	305.200.0.0				300209
RED_650	CMMXU1_Beh_st	C Measurement 1, Behavior	307.200.0.0				300210
RED_650	CMMXU1_Health_st	C Measurement 1, Health	308.200.0.0				300211
RED_650	CMMXU1_A_phA_cVal_mag	C 1, Phase A current	309.200.0.0				300212
RED_650	CMMXU1_A_phB_cVal_mag	C 1, Phase B current	311.200.0.0				300213
RED_650	CMMXU1_A_phC_cVal_mag	C 1, Phase C current	313.200.0.0				300214
RED_650	VMMXU1_Mod_st	V Measurement 1, Mode	345.200.0.0				300215
RED_650	VMMXU1_Beh_st	V Measurement 1, Behavior	347.200.0.0				300216
RED_650	VMMXU1_Health_st	V Measurement 1, Health	348.200.0.0				300217
RED_650	VMMXU1_PPV_phAB_cVal_mag	V 1, Phase to phase voltage A-B	349.200.0.0				300218
RED_650	VMMXU1_PPV_phBC_cVal_mag	V 1, Phase to phase voltage B-C	351.200.0.0				300219

Fuente: elaboración propia, empleando software STC Explorer, SCADA Survalent.

Tabla XII. Variables digitales de IED

Station	Name	Description	A B C D	ID
RED_650	SMPPTRC1_LOPa_st	SMPPTRC1_ST_LOPa_stVal	25.100.0.0	400020
RED_650	SXCBR1_BkOpn_st	S Circuit Breaker 1. Block opening	73.100.0.0	400021
RED_650	SXCBR1_BkCla_st	S Circuit Breaker 1. Block closing	76.100.0.0	400022
RED_650	SXCBR1_BkUpd_st	SXCBR1_ST_BkUpd_stVal	79.100.0.0	400023
RED_650	SCSWI1_Pos_SBOw_ctf	S Switch Controller 1. Switch position	0.100.0.0	400024
RED_650	SCSWI1_Pos_Cancel_ctf	S Switch Controller 1. Switch position	0.100.0.0	400065
RED_650	SCSWI1_Pos_st	S Switch Controller 1. Switch position	140.100.0.0	400066
RED_650	SCSWI1_BkCmd_st	SCSWI1_ST_BkCmd_stVal	148.100.0.0	400067
RED_650	QCBAY1_BkCmd_st	QCBAY1_ST_BkCmd_stVal	153.100.0.0	400068
RED_650	QCBAY1_BkUpd_st	QCBAY1_ST_BkUpd_stVal	157.100.0.0	400069
RED_650	ETPMMTR1_SupRs_st	ETPMMTR1_ST_SupRs_stVal	168.100.0.0	400070
RED_650	ETPMMTR1_MaxDmdRs_st	ETPMMTR1_ST_MaxDmdRs_stVal	171.100.0.0	400071
RED_650	SMBRREC1_BkRec_st	SMB Autoreclosing 1. Block Reclosing	281.100.0.0	400072
RED_650	SMBRREC1_OpRs_st	SMBRREC1_ST_OpRs_stVal	285.100.0.0	400073
RED_650	VSGGIO1_DPCSO_SBOw_ctf	VS 1. Double point controllable status output	0.100.0.0	400074
RED_650	VSGGIO1_DPCSO_Cancel_ctf	VS 1. Double point controllable status output	0.100.0.0	400075
RED_650	VSGGIO1_DPCSO_st	VS 1. Double point controllable status output	314.100.0.0	400076
RED_650	VSGGIO2_DPCSO_SBOw_ctf	VS 2. Double point controllable status output	0.100.0.0	400077
RED_650	VSGGIO2_DPCSO_Cancel_ctf	VS 2. Double point controllable status output	0.100.0.0	400078
RED_650	VSGGIO2_DPCSO_st	VS 2. Double point controllable status output	323.100.0.0	400079
RED_650	VSGGIO3_DPCSO_SBOw_ctf	VS 3. Double point controllable status output	0.100.0.0	400080
RED_650	VSGGIO3_DPCSO_Cancel_ctf	VS 3. Double point controllable status output	0.100.0.0	400081
RED_650	VSGGIO3_DPCSO_st	VS 3. Double point controllable status output	332.100.0.0	400082
RED_650	VSGGIO4_DPCSO_SBOw_ctf	VS 4. Double point controllable status output	0.100.0.0	400083
RED_650	VSGGIO4_DPCSO_Cancel_ctf	VS 4. Double point controllable status output	0.100.0.0	400084
RED_650	VSGGIO4_DPCSO_st	VS 4. Double point controllable status output	341.100.0.0	400085

Fuente: elaboración propia, empleando software STC Explorer, SCADA Survalent.

El software SCADA Survalent ofrece una plataforma alternativa para verificar las variables que sean obtenidas de los IED, previo a ser mostradas en las pantallas de visualización final para el cliente, esto ayuda al momento de realizar la integración de los equipos al sistema SCADA.

Existe una tabla para cada tipo de variables digitales o analógicas, esto permite una verificar de forma rápida y sencilla el estado de las variables, la dirección de la variable, así como su descripción.

Tabla XIII. Monitoreo de variables digitales de IED

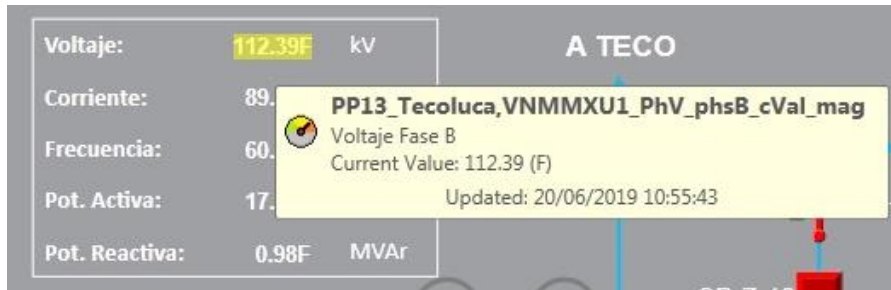
Name	Value	C	CntStatus	Nak	B	RTU	A	B	C	D	CO	C1	TrnCrt	Description	Dev Class	UserTypes	Time
RED_650 SMPPTFCT_Op_phB	0					RED_650	21.100.0.0							0 SMP Protection Trg	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:36
RED_650 SMPPTFCT_Op_phC	0					RED_650	22.100.0.0							0 SMP Protection Trg	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:36
RED_650 SMPPTFCT_LORs_st	0					RED_650	26.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 SMPPTFCT_ST_LI	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 PHPIDC1_Op_gen	0					RED_650	58.100.0.0							0 PH Instantaneous C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 PHPIDC1_Op_phA	0					RED_650	59.100.0.0							0 PH Instantaneous C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 PHPIDC1_Op_phB	0					RED_650	60.100.0.0							0 PH Instantaneous C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 PHPIDC1_Op_phC	0					RED_650	61.100.0.0							0 PH Instantaneous C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 EFFIOC1_Op_gen	0					RED_650	64.100.0.0							0 EF Instantaneous D	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 SVCBRT1_Loc_st	0					RED_650	67.100.0.0							0 S Circuit Breaker 1	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 SVCBRT1_Pos_st	0					RED_650	68.100.0.0							0 S Circuit Breaker 1	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 SVCBRT1_BkOpen_st	0					RED_650	73.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 S Circuit Breaker 1	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 SVCBRT1_BkClc_st	0					RED_650	76.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 S Circuit Breaker 1	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 SVCBRT1_BkUpd_st	0					RED_650	79.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 SVCBRT1_ST_BkUj	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 LDLPDIF1_Op_gen	0					RED_650	82.100.0.0							0 LDL Differential 1. C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_Op_phA	0					RED_650	83.100.0.0							0 LDL Differential 1. C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_Op_phB	0					RED_650	84.100.0.0							0 LDL Differential 1. C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_Op_phC	0					RED_650	85.100.0.0							0 LDL Differential 1. C	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_DpLoc_gen	0					RED_650	86.100.0.0							0 LDLPDIF1_ST_Opl	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_DpLoc_phA	0					RED_650	87.100.0.0							0 LDLPDIF1_ST_Opl	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_DpLoc_phB	0					RED_650	88.100.0.0							0 LDLPDIF1_ST_Opl	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_DpLoc_phC	0					RED_650	89.100.0.0							0 LDLPDIF1_ST_Opl	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 LDLPDIF1_DpRem_gen	0					RED_650	90.100.0.0							0 LDLPDIF1_ST_Opl	Momentary	IEDdata	2019-08-12 11:03:37
RED_650 SC5Sw11_Pos_st	Open(0)					RED_650	140.100.0.0	0.404.0.0	0.404.0.1					0 S Switch Controller	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 SC5Sw11_BkCmd_st	0					RED_650	148.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 SC5Sw11_ST_BkCj	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 QCBAY1_BkCmd_st	0					RED_650	153.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 QCBAY1_ST_BkCj	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 QCBAY1_BkUpd_st	0					RED_650	157.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 QCBAY1_ST_BkUj	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 ETPMMTR1_SupRt_st	0					RED_650	168.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 ETPMMTR1_ST_S	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 ETPMMTR1_MaxDmdRt_st	0					RED_650	171.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 ETPMMTR1_ST_V	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 SMBAREC1_BkFree_st	0					RED_650	201.100.0.0	0.400.0.0	0.400.0.1					0 SMB Autoreclosing	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 SMBAREC1_OpFree_st	0					RED_650	205.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 SMBAREC1_ST_D	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 VSGG01_DPCS0_st	0					RED_650	314.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 VS 1, Double point	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 VSGG02_DPCS0_st	0					RED_650	323.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 VS 2, Double point	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 VSGG03_DPCS0_st	0					RED_650	332.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 VS 3, Double point	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44
RED_650 VSGG04_DPCS0_st	0					RED_650	341.100.0.0	0.401.0.0	0.401.0.1					0 VS 4, Double point	Momentary	IEDdata	2019-08-12 10:54:44

Fuente: elaboración propia, empleando software *Commissioning Display*, SCADA Survalent.

El SCADA Survalent cuenta con una plataforma independiente de visualización de la información la que se puede configurar con distintas características, de acuerdo con las necesidades del cliente o en su defecto al criterio o ingenio de la persona que integra los equipos y sus variables.

Se muestra una aplicación de la forma en que muestran las variables digitales y analógicas en una pantalla de visualización realizada en el software Smart VW, el cual pertenece a la plataforma del SCADA Survalent.

Figura 72. **Pantalla de visualización de variable analógica en SCADA**



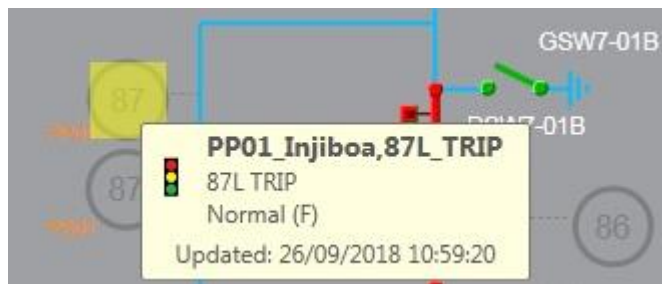
Fuente: elaboración propia, empleando software *Smart VW*, SCADA Survalent.

Figura 73. **Pantalla de variable digital de control en SCADA**



Fuente: elaboración propia, empleando software *Smart VW*, SCADA Survalent.

Figura 74. **Pantalla de variable digital de protección en SCADA**



Fuente: elaboración propia, empleando software *Smart VW*, SCADA Survalent.

4.6. Aplicación de *sampled values*

Para la aplicación de *sampled values* es una situación muy similar a la que se aplica en los mensajes GOOSE, la información que se desea compartir entre el equipo que contiene los elementos conectados físicamente, los que se encuentran en el patio de la subestación y los equipos de protección y control instalados en la caseta de la subestación, debe estar contenida en un *dataset* el cual será publicado desde el bus de proceso hasta el bus de estación, dicha información se transmite a través de la red de comunicación.

En la aplicación se va a utilizar el software *AcSELerator Architect*, del fabricante de relevadores de protección *SEL (Schweitzer Engineering Laboratories)*, en donde se mostrará la integración de dos equipos de protección/control; el primero será un equipo únicamente publicador y el segundo un equipo suscriptor. Los equipos que se utilizarán son SEL-421 como equipo suscriptor, este equipo no contiene entradas de corriente o voltaje físicos y el equipo SEL-401 como equipo publicador, este último contiene las entradas físicas de voltaje y corriente para recibir de los equipos de patio las señales antes mencionadas.

Figura 75. **Software *AcSELerator Architect***



Fuente: elaboración propia, empleando software *AcSELerator Architect*.

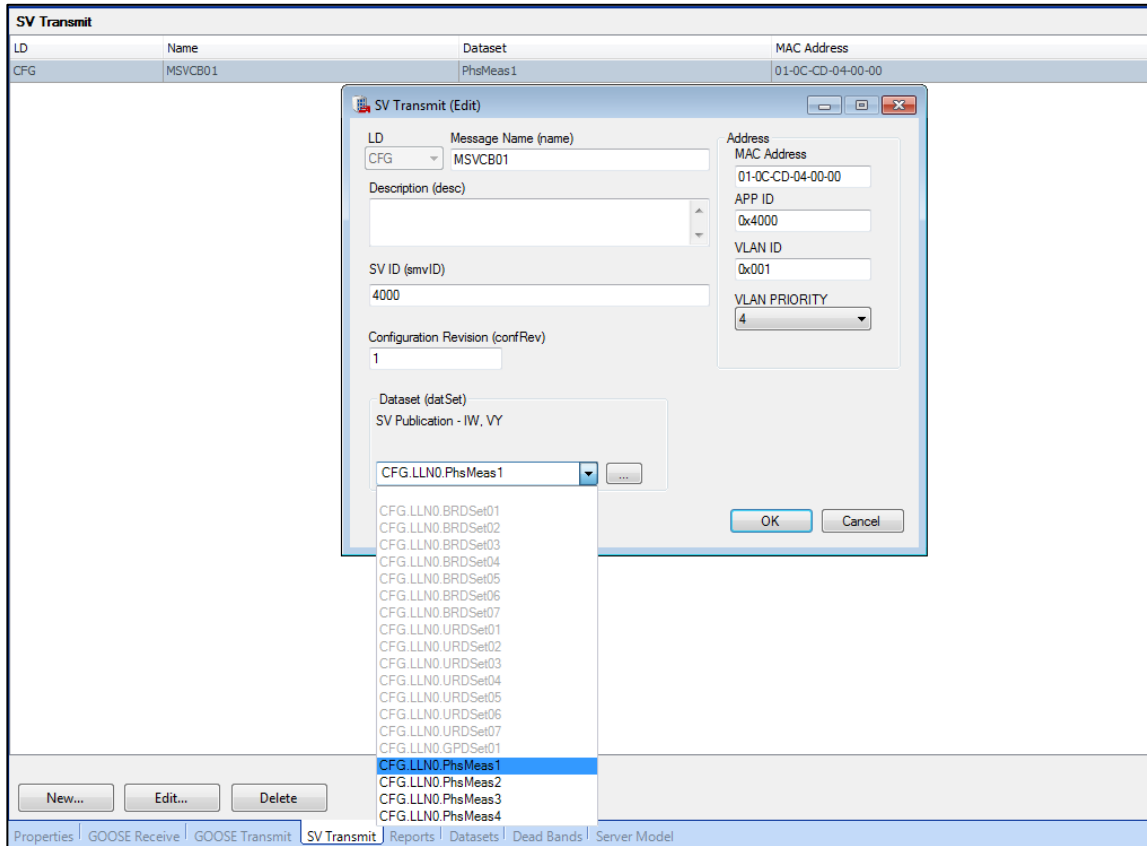
El software antes mencionado es utilizado para para la configuración de los mensajes GOOSE y de los *sampled values*, en este caso será utilizado únicamente en la integración de los equipos que utilizarán *sampled values* entre ellos, para esto se han definido de la siguiente forma:

- SEL-421: Equipo suscriptor
- SEL-401: Equipo publicador

El equipo publicador contiene varios grupos de corrientes y voltajes de acuerdo con la configuración que este contenga, según lo anterior se debe crear un *dataset* que contenga la información que será requerida por el equipo suscriptor.

El equipo publicador puede contener más de un *dataset* para ser publicado y utilizado en la transmisión de los *sampled values*, los equipos suscriptores pueden tomar la información de más de un *dataset*, esto dependerá de la aplicación y arquitectura de la subestación que se esté implementando.

Figura 76. Creación de *dataset* de equipo publicador

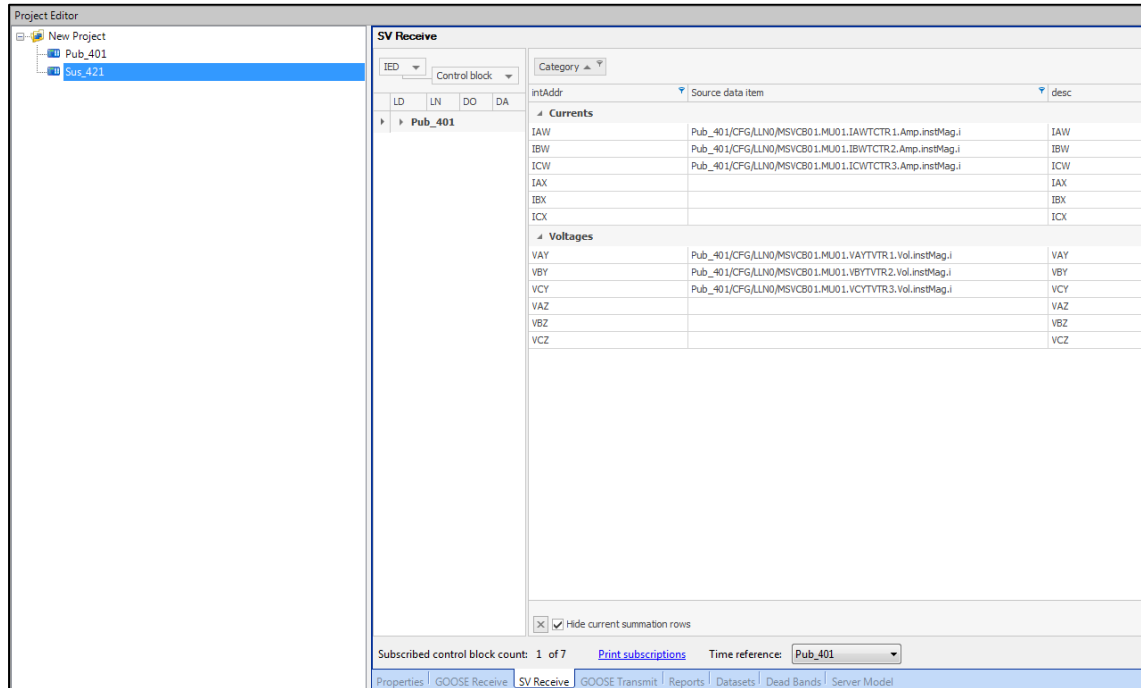


Fuente: elaboración propia, empleando software *AcSELeRator Architect*.

En la imagen previa se muestra el equipo que será publicador y la información que será publicada, además de indicar que son *sampled values*, los datos que serán transmitidos a través de la red de comunicación.

En el caso de un equipo suscriptor se muestran los equipos publicadores que se encuentren en la red de comunicación, de cada uno de estos se obtendrá la información que es necesaria para la operación de las funciones de protección, en este caso las lecturas de voltaje y corriente las cuales han sido digitalizadas por el equipo publicador.

Figura 77. Vinculación de equipos publicador-suscriptor



Fuente: elaboración propia, empleando software *AcSELErator Architect*.

Se observa que el equipo suscriptor para este caso toma del equipo publicador las lecturas de voltaje y corriente, se debe tener el cuidado respectivo de asignarlos correctamente esto servirá para evitar lecturas erróneas por parte del equipo suscriptor y que se interpreten de forma incorrecta las funciones de protección.

4.7. Evolución de redes

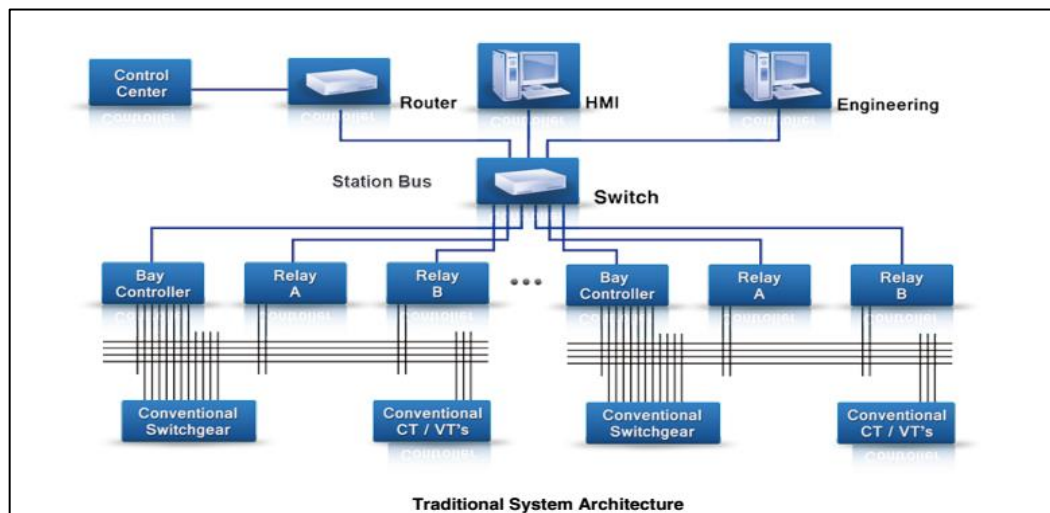
En el desarrollo y evolución de la tecnología también en las redes de comunicación y los cableados en las subestaciones eléctricas, también han tenido un gran avance y es evidente en la forma en la que originalmente se

realizaban las subestaciones convencionales y las que se ven de cara al futuro las subestaciones digitales.

4.7.1. Redes y cableados en subestaciones convencionales

Las subestaciones eléctricas convencionales han incorporado redes de comunicación entre equipos, a su vez los relés de protección y control tienen todos los equipos de patio conectados con cables de cobre a las entradas y salidas digitales, así como las retroalimentaciones de los TC y los TP que son involucradas en las funciones de medición y protección. Esto tiene como un punto en contra la cantidad de cableado de cobre necesario de todos los elementos de campo hacia los tableros de protección y control.

Figura 78. Estructura comunicación y cableados subestación convencional



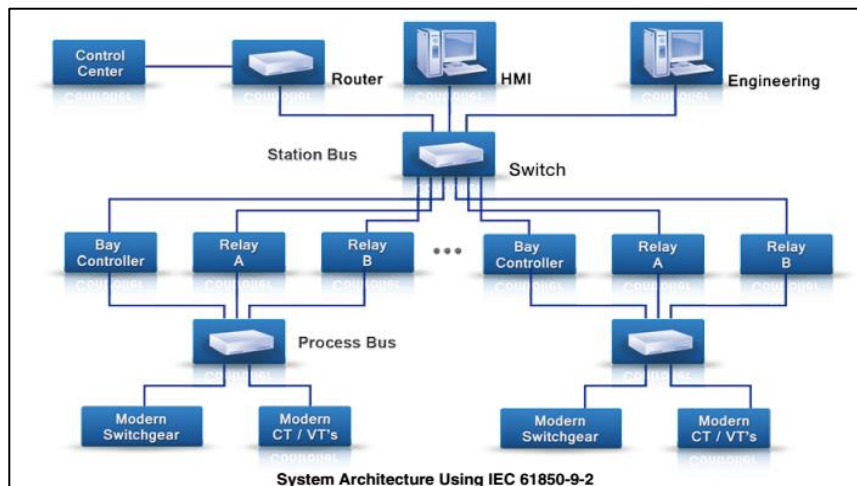
Fuente: Curso IEC61850 Hand on training. *An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013*. https://na.eventscloud.com/file_uploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2019.

4.7.2. Redes y cableados en subestaciones digitales

En este caso los cableados de cobre necesarios serán únicamente para la alimentación de cada uno de los equipos, normalmente en 125 VDC que permiten mayor disponibilidad al momento de la operación. Una diferencia clara en comparación respecto de las subestaciones convencionales radica en sustituir los cableados por cableado de fibra óptica, la cual normalmente es redundante y en rutas distintas para evitar problemas de daños en ambas redes al mismo tiempo.

Ahora se tendrán dos redes de comunicación una red de estación y una segunda red llamada de proceso, que involucra a todos los equipos de patio que deben ser compatibles y aplicables en subestaciones digitales, con estos logramos la sustitución casi del 100 % del cableado de cobre.

Figura 79. Estructura comunicación y cableados subestación digital

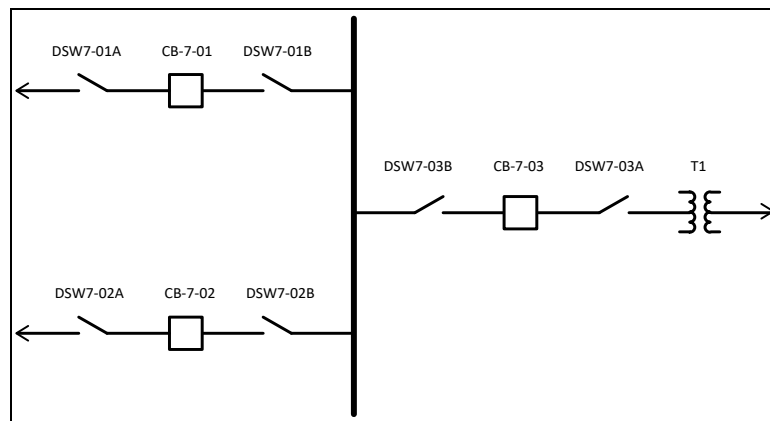


Fuente: Curso IEC61850 Hand on training. *An introduction to GOOSE configuration & system Integration Guatemala 10/2013.* https://na.eventscloud.com/file_uploads/199b9eda4086da8b553d4916d224d874_IEC61850.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2019.

4.8. Implementación en subestación

Lo primero que se debe tener al momento de iniciar la implementación de la lógica de control, protección y comunicación de la subestación se presentará un ejemplo utilizando una subestación típica con 3 bahías, dos de línea y una de transformación.

Figura 80. Diagrama unifilar de subestación



Fuente: elaboración propia.

La norma IEC 61 850 presenta una recomendación de la forma de dar nombre a la subestación y a todos sus elementos asociados, esto es configurable de acuerdo con las necesidades que se tengan o a nomenclaturas adoptadas previamente. Para ejemplificar esto se toma de base la forma de dar nombre a los equipos de un fabricante reconocido mundialmente.

Los nombres inician por la subestación a la que pertenecen, posteriormente al nivel de tensión a la cual pertenece ese equipo dentro de la

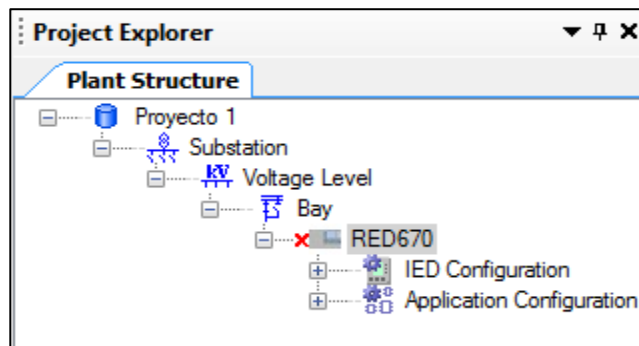
subestación, luego la bahía a la que pertenece y, por último, el nombre del equipo de protección/control según sea su función dentro de la subestación.

Figura 81. **Estructura de nombres de equipos**



Fuente: elaboración propia.

Figura 82. **Estructura de nombres de equipos**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.8.1. **Relés de protección por utilizar**

En el ejercicio que se desarrolla en el que se evalúan dos líneas de transmisión en la subestación, un transformador de potencia y una barra del nivel de tensión en que esté diseñada la subestación, se deben considerar equipos de protección que cubran las necesidades de las bahías antes

mencionadas por lo que la subestación deberá contener como mínimo con las siguientes protecciones eléctricas:

- 2 protecciones de línea
- 1 protección de transformador
- 1 protección de barra

Cada uno de los equipos antes listados podrá tener varias funciones de protección y control involucradas, cada fabricante tiene una forma distinta de vender sus equipos y dependiendo de esto es el precio.

4.8.2. Funciones de protección por implementar

Las funciones de protección que se deben implementar son muy variadas, dependen en específico de dos evaluaciones previas para revelar cuales son las funciones que deberán ser implementadas, las mismas son las siguientes:

- Estudio de cortocircuito: el mismo indicará los niveles máximos de cortocircuito que se podrán dar en distintos puntos de la subestación, en él se define y se toman en cuenta todos los posibles aportes de corriente a la falla en el momento en que se presente.
- Estudio de coordinación de protecciones: este estudio es de suma importancia ya que permite la correcta operación de la subestación en temas de liberación de fallas, debe tomarse en cuenta el punto o ubicación de la subestación dentro del sistema eléctrico de potencia ya que las protecciones de esta tendrán que interactuar con los equipos de protección de otras subestaciones adyacentes.

Lo anteriormente descrito muestra lo importante que es contar con los estudios eléctricos correspondientes previo a la energización de cualquier subestación, ya que de esto depende la definición de las funciones de protección que deberán ser implementadas para cada bahía en la subestación. A continuación, se mencionan las funciones básicas de protección que se puede encontrar en una subestación eléctrica como la que se ejemplifica.

Tabla XIV. Funciones de protección en subestaciones

Equipo	Función	Descripción
Protección de Línea	67	Protección de sobrecorriente direccional
	27	Protección de bajo voltaje
	21	Protección de distancia/impedancia
	87	Protección diferencial de línea
Equipo	Función	Descripción
Protección de Barra	87	Protección diferencial de barra
Equipo	Función	Descripción
Protección de Transformador	50	Protección de sobrecorriente instantánea
	51	Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase
	51N	Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro
	87	Protección diferencial de transformador

Fuente: elaboración propia.

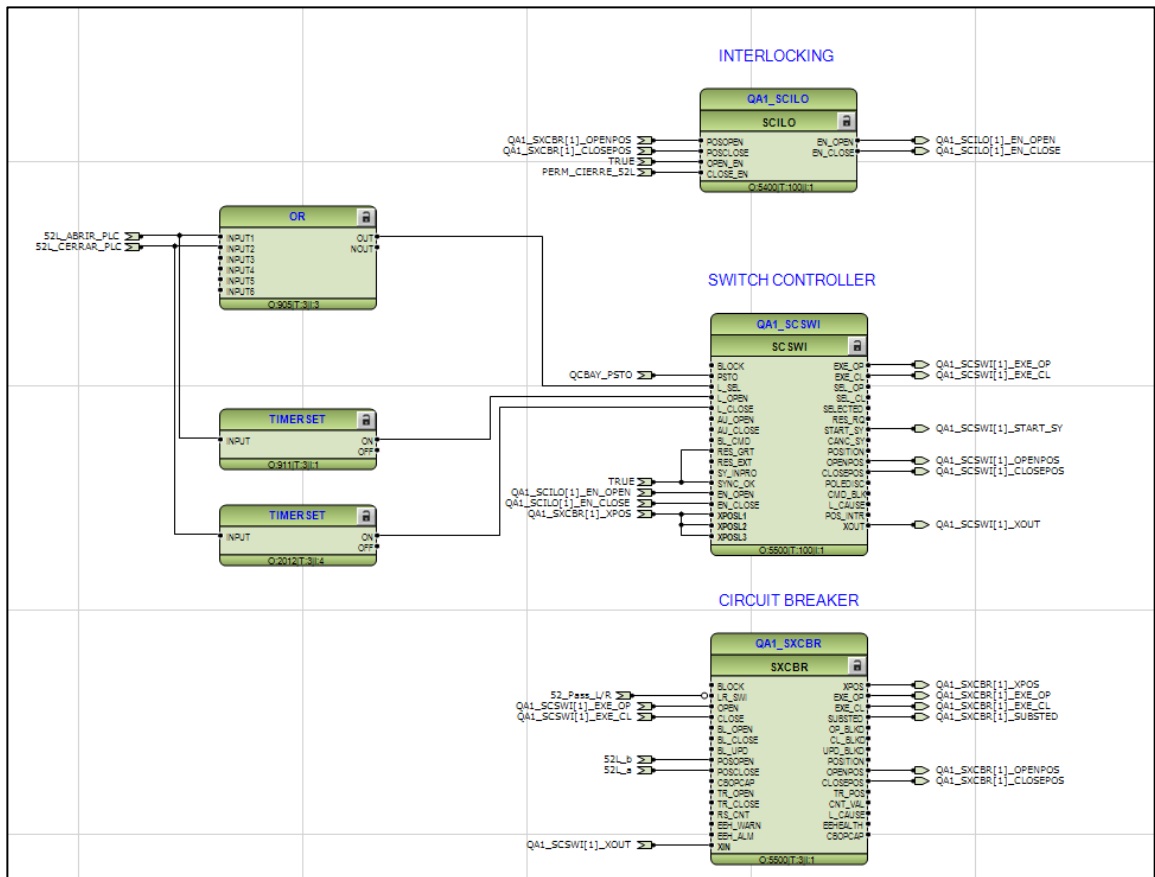
A continuación, se presenta la implementación de cada una de las funciones de protección y control, los cuales son requeridos para su correcta operación, las mismas han sido previamente aprobadas en el estudio de cortocircuito y de coordinación de protecciones a la vez el control de los elementos de desconexión y mantenimiento con que contará la subestación.

4.8.3. Implementación de lógicas de control

A continuación, se presenta como primer punto la lógica de control de interruptor la cual involucra un conjunto de bloques, los cuales son necesarios

para la implementación de los enclavamientos que sean requeridos para una correcta y segura operación del elemento de campo respectivo.

Figura 83. Control y enclavamiento de interruptor



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Para la arquitectura de la subestación (barra sencilla) que se plantea, la cual involucra la configuración de cuatro interruptores los mismos deberán configurarse en cada uno de los equipos de protección y control de la bahía correspondiente, los interruptores de potencia los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

Tabla XV. **Cantidad de interruptores**

Subestación (barra simple)	
Bahía	Cantidad de interruptores
Línea 1	1
Línea 2	1
Transformador	3

Fuente: elaboración propia.

En algunos casos la implementación de lógicas de protección y control, tienen una arquitectura de protección principal y respaldo, que a su vez puede ser implementado con dos equipos de la misma marca y modelo, pero en otros casos se hace una combinación de equipos, si esto fuera aplicado en la subestación que se está implementando correspondería evaluar los tiempos de realizar las lógicas de control y protección en ambos equipos, lo que provocaría un incremento en el tiempo de ejecución.

La implementación de lógicas de control y protección en los equipos inteligentes requiere del conocimiento del método de configuración en distintas marcas, ya que cada fabricante utiliza propio método para este fin.

Figura 84. Implementación lógica de control relevadores SEL-487B

```

56 #####CONTROL INTERRUPTORES#####
57 #ABRIR INTERRUPTOR 69KV TRAF0
58 PSV01 := (((IN218 AND NOT IN219) AND IN216) OR ((NOT IN218 AND IN219) AND (PCT01Q))) AND (NOT VB001 AND 52CLS)
59 #CERRAR INTERRUPTOR 69KV
60 PSV02 := (((IN218 AND NOT IN219) AND IN217) OR ((NOT IN218 AND IN219) AND (PCT02Q))) AND (NOT VB001 AND NOT 52CLS) AND PSV17
61 #ABRIR INTERRUPTOR FEEDER 1
62 PSV03 := ((NOT IN218 AND IN219) AND PCT03Q) AND (VB002 AND 52CLT)
63 #CERRAR INTERRUPTOR FEEDER 1
64 PSV04 := (((NOT IN218 AND IN219) AND PCT04Q) AND (VB002 AND NOT 52CLT)) AND PSV18
65 #ABRIR INTERRUPTOR FEEDER 2
66 PSV05 := ((NOT IN218 AND IN219) AND PCT05Q) AND (VB003 AND 52CLU)
67 #CERRAR INTERRUPTOR FEEDER 2
68 PSV06 := (((NOT IN218 AND IN219) AND PCT06Q) AND (VB003 AND NOT 52CLU)) AND PSV19
69 #ABRIR INTERRUPTOR FEEDER 3
70 PSV07 := ((NOT IN218 AND IN219) AND PCT07Q) AND (VB004 AND 52CLW)
71 #CERRAR INTERRUPTOR FEEDER 3
72 PSV08 := (((NOT IN218 AND IN219) AND PCT08Q) AND (VB004 AND NOT 52CLW)) AND PSV20
73 #####DISPAROS MECANICOS TRANSFORMADOR#####
74 #DISPAROS MECANICOS TRANSFORMADOR
75 PSV10 := IN202 OR IN203 OR IN204 OR IN205 OR IN206 OR IN207
76 PSV32 := TRPVFMR

```

*Relay Logic Execution Capacity Must Be Verified Using The STA S command in the relay. QuickSet is not capable of indicating if relay logic execution capacity is exceeded.

Fuente: elaboración propia, empleando software AcSElerator Quickset.

En las imágenes presentadas se verifica la implementación de dos fabricantes distintos, ambos tienen capacidad de utilizar la arquitectura IEC 61850, permitiendo la interoperabilidad entre ellos. Se observa que existe la forma de implementar las lógicas uno tipo utilizando bloques de función y el otro en programación por texto.

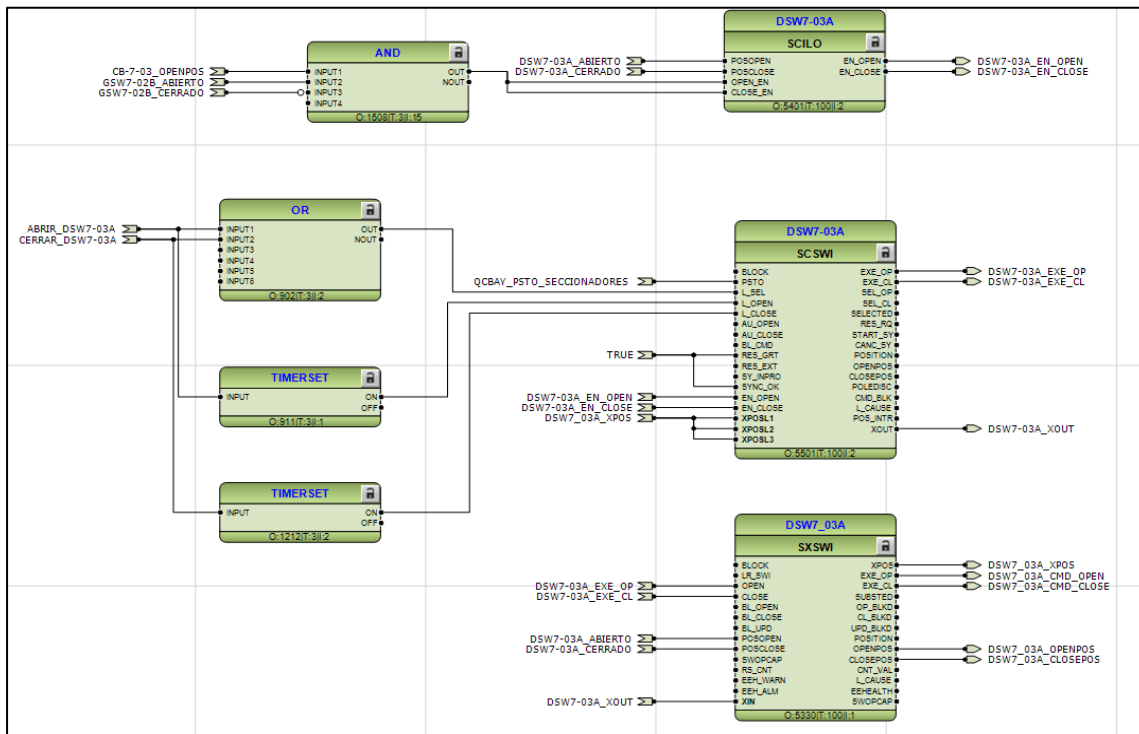
En el caso de los bloques de función, corresponde a un relevador marca ABB modelo RED650, este fabricante es de hacer notar que es uno de los desarrolladores de la norma que se está aplicando en este proyecto.

Las funciones de control asociadas a otro conjunto de elementos de la subestación, corresponde a las cuchillas o seccionadores los cuales involucran en muchos casos un mayor detalle en los permisos de operación, ya que además de tener como primer punto la seguridad de las personas, se debe considerar la seguridad de los equipos de patio, ya que una mala configuración

de la lógica de control estos elementos provocaría daños a los mismos equipos y una interrupción mayor de la subestación si existe falla en estos elementos, ya que en es poco común tener disponible repuesto para cualquiera de estos elementos de patio.

En el caso de los seccionadores, son elementos pasivos que actúan únicamente con las funciones de control configuradas, en este caso no aplican las funciones de protección configuradas en los equipos, ya que son equipos que principalmente son utilizados para labores de mantenimiento.

Figura 85. Control y enclavamiento de seccionador



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

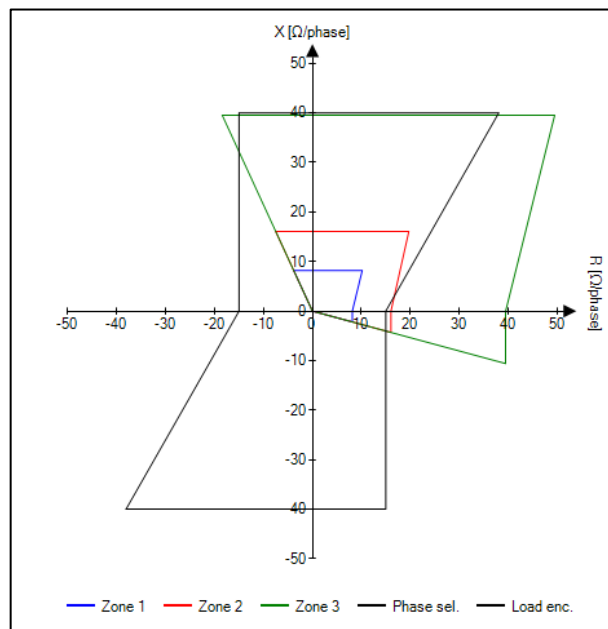
4.8.4. Implementación de lógicas de protección

Las funciones de protección que se implementan en el proyecto presentado corresponden al tipo de elemento por proteger. A continuación, se presentan la configuración de cada una de las funciones correspondientes:

4.8.4.1. Protección de distancia (21)

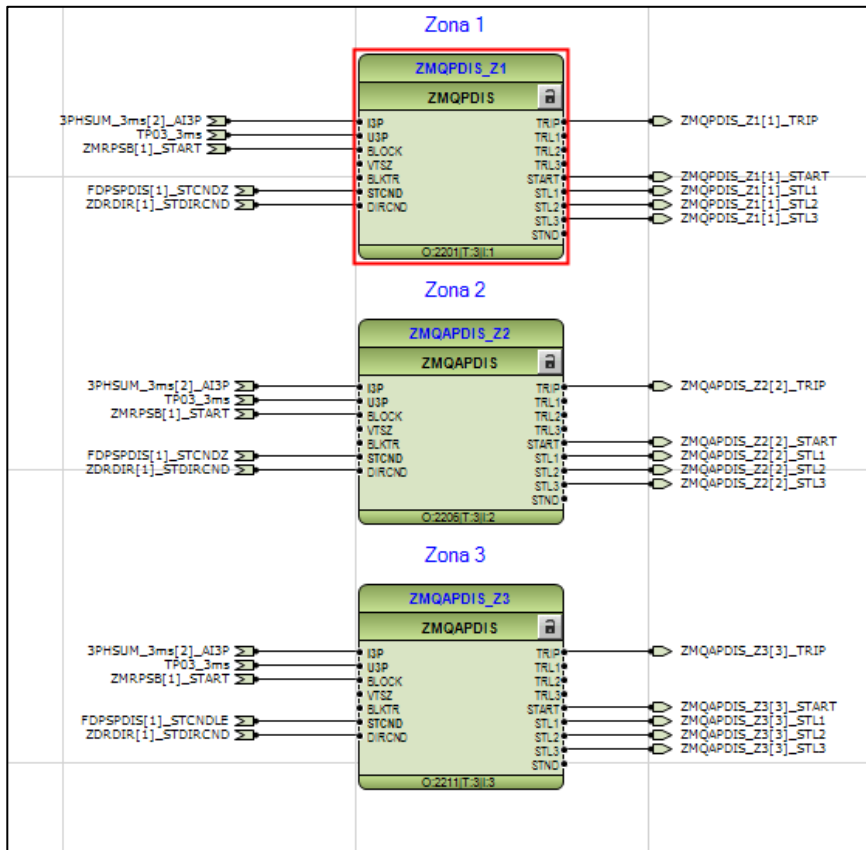
Es una función de protección muy utilizada, sobre todo para líneas de transmisión, aplicando y discriminando entre fallas cercanas y lejanas, su principio de operación radica en el análisis de la impedancia de la línea en la que se permite la operación más rápida para las fallas cercanas y un retardo para las fallas lejanas, esto es comúnmente llamado zonas de protección.

Figura 86. Zonas de protección de distancia



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Figura 87. Implementación de zonas de protección 21



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

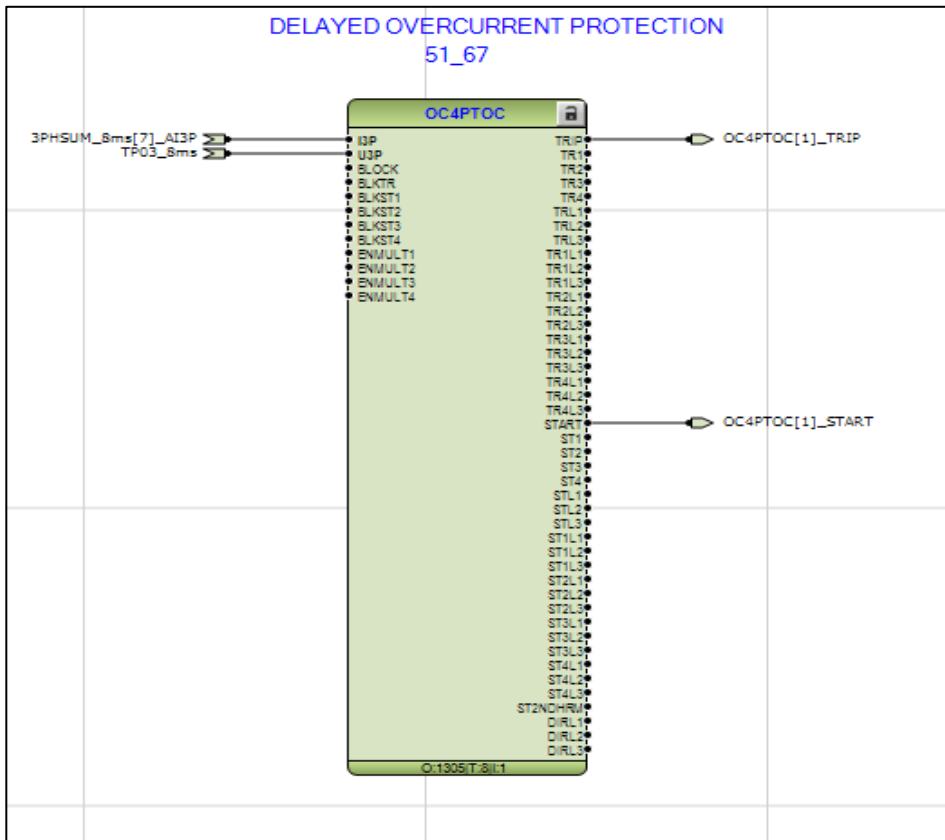
La función de distancia configurada en las 3 zonas mostradas anteriormente, involucra en sus entradas las mediciones de corriente y voltaje del elemento protegido, en este caso una línea de transmisión. Las salidas de los bloques, corresponden a los disparos de cada una de las zonas y los arranques de función, tanto de manera trifásica como monofásica, los arranques y disparos se ven involucrados además de su función, en liberar las fallas, para el tema de oscilografías en el análisis de cualquier evento que se presente en el elemento protegido.

4.8.4.2. Protección sobrecorriente direccional (67/67N)

Esta función de protección opera como un respaldo de la protección de distancia, su principio de operación es medir la magnitud y dirección de la corriente proveyéndole a la protección discriminar de esta forma si es necesario realizar la apertura del o los interruptores involucrados en su esquema de protección. Utiliza tanto la medición de voltaje como de corriente para la evaluación de esta función, empleando en el bloque correspondiente la entrada de polarización, es acá donde el equipo de protección completa sus entradas para su correcto funcionamiento.

La función se puede implementar tanto para las fases como para el neutro o tierra, esto es dependiente de los resultados que entregue el estudio de coordinación de protecciones de la subestación y el sistema.

Figura 88. Implementación de función 67/67N



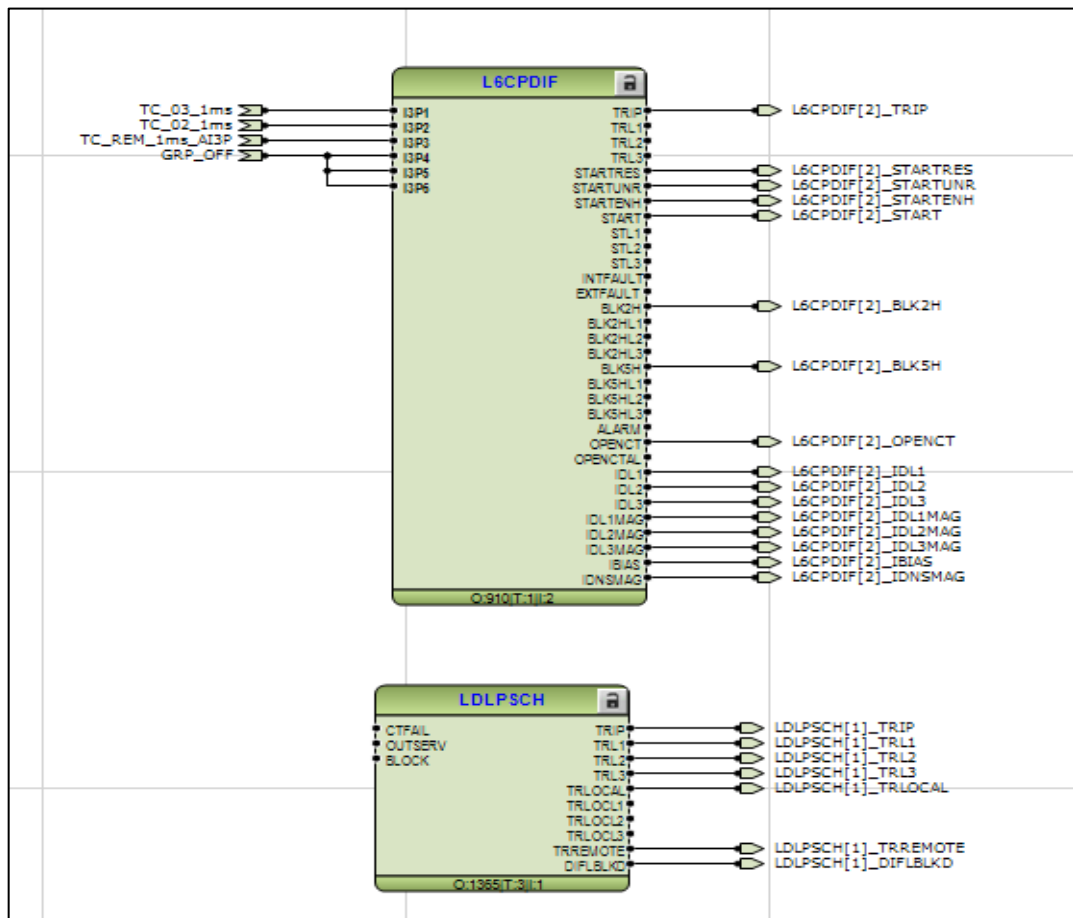
Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.8.4.3. Protección diferencial (87)

Esta función de protección involucra más de un juego de corrientes esto es debido a que para su funcionamiento hace una comparación entre las corrientes en magnitud y ángulo. Esta función de protección es muy utilizada en general en casi todos los elementos del sistema eléctrico de potencia, se pueden encontrar en las líneas de transmisión, transformadores, barras y los generadores, esta función tiene el mismo principio de funcionamiento así que se presentará solamente de estas.

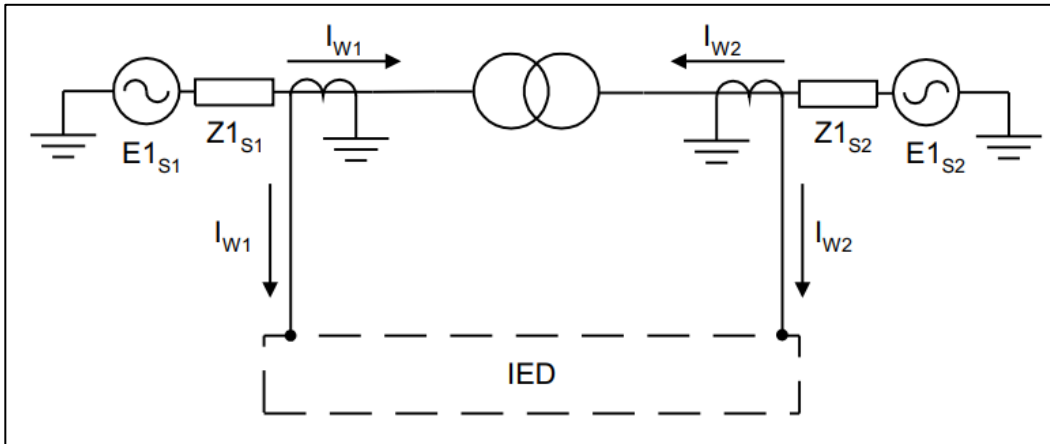
La principal diferencia que se encontrará entre estas será la cantidad de corrientes con la que operará y una más que se encontrará en el transformador ya que involucra la diferencia angular del grupo de conexión del transformador.

Figura 89. Implementación de función 87L



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

Figura 90. **Principio de operación función 87T**



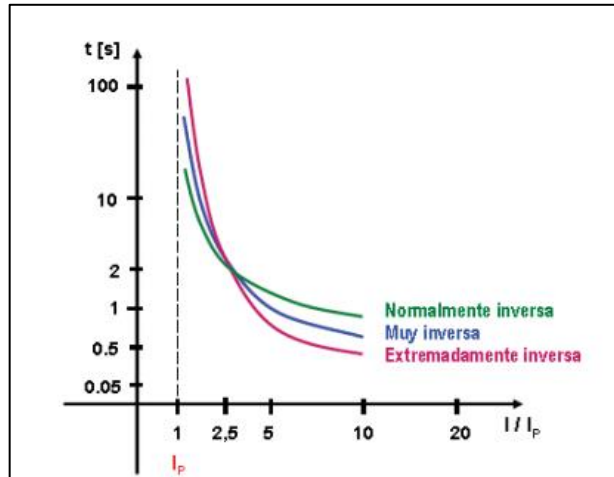
Fuente: IEC Technical Manual. *Transformer protection RET670 2.1*. p. 126.

4.8.4.4. **Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51/51N)**

Esta función de protección opera con la retroalimentación de las corrientes medidas de las fases y el neutro en una posición específica en el sistema eléctrico de potencia, evitando que se alcancen magnitudes que puedan dañar personas o equipos instalados en el sistema.

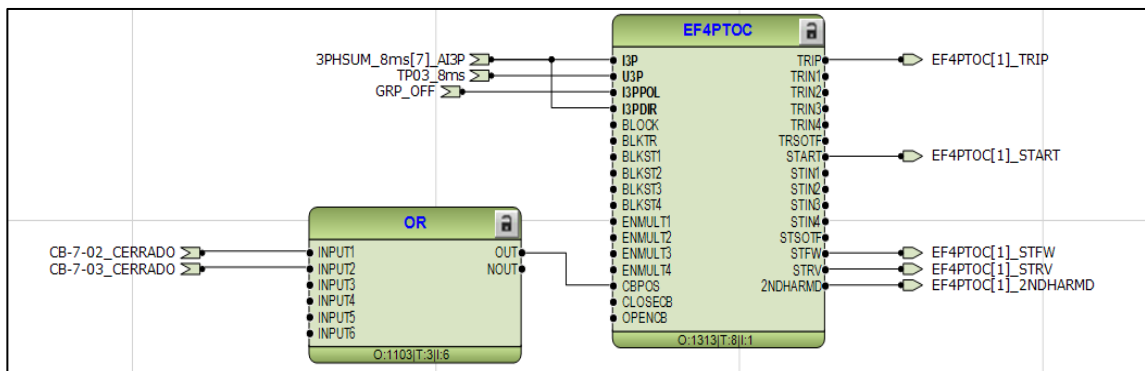
Su objetivo principal es liberar las fallas que se produzcan en el sistema, enviando la orden de apertura al o los interruptores asociados, en este caso en específico como su nombre lo indica, se tendrán tiempos menores de operación para valores más grandes de corriente, sigue el patrón de una curva ya establecida en los equipos de protección. Esta curva se elige en función de los límites de daño del equipo protegido, para esto se elige la misma que no supere estos límites máximos para los equipos.

Figura 91. **Curvas características de operación función 51/51N**



Fuente: BEDOYA TORO, Martha Yessica Vanessa y GIRALDO, Felipe Cadavid. *Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida*. p. 16.

Figura 92. **Implementación de función 51/51N**



Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.8.4.5. Matriz de disparos

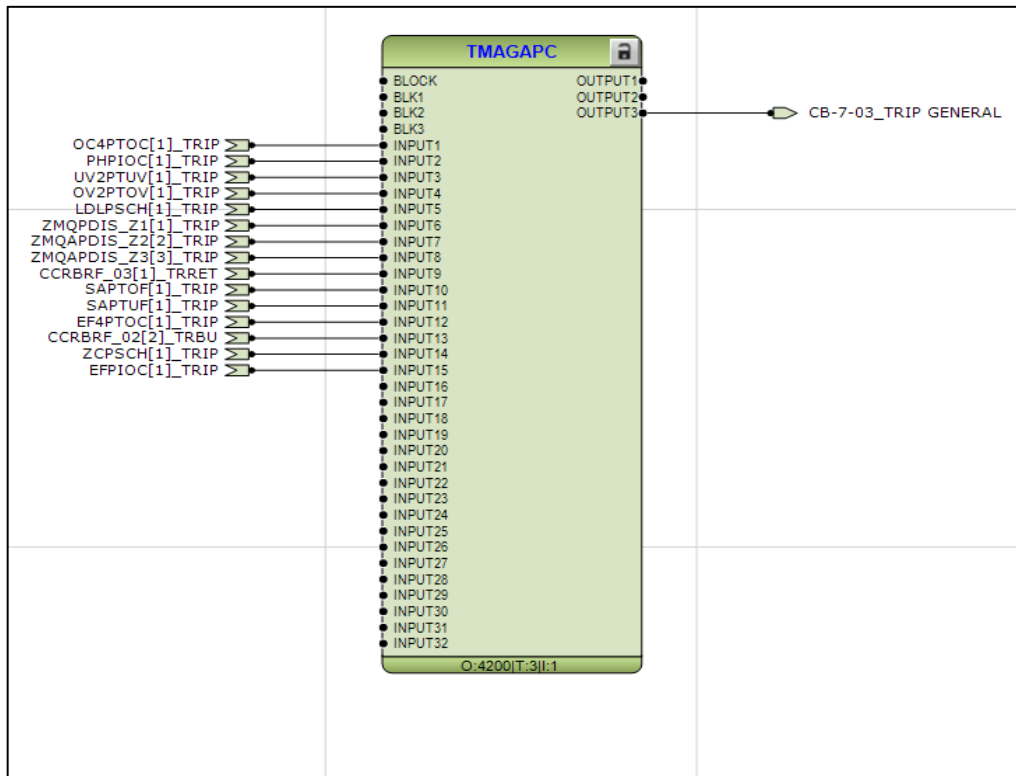
Consiste en definir claramente los límites para las condiciones de falla en los cuales el equipo debe operar. En el caso de la subestación, se configuran los equipos de tal manera que se libere la falla en los tiempos definidos en el estudio de coordinación de protecciones, si no llegase a liberarse en el tiempo definido, pasa a una operación en otro punto, provocado ya sea por el mismo relé o en su defecto por otro en la misma subestación.

El caso más crítico se presenta cuando no se libera la falla en la subestación más cercana a donde se presenta la falla, sino que es otra la que opera, esto crea mayores problemas ya que la falla permanece por más tiempo en el sistema provocando problemas en otros segmentos.

La matriz de disparos agrupa todas las funciones de protección configuradas en el equipo de protección, ya sea que estén activas en todo momento o en su defecto si se habilitan solamente en ciertas condiciones, dicha condición de disparo puede ser conectada internamente por las variables locales del equipo a las salidas digitales físicas del equipo de protección. La segunda opción es hacer la conexión virtual a través de la red de comunicación del equipo remoto instalado en campo para la realización de las maniobras de disparo.

Se presenta un ejemplo de la matriz de disparos implementada para un relé RED670 del fabricante ABB, el cual presenta muchas de las funciones que fueron implementadas pero que, de acuerdo con el estudio de coordinación de protecciones, no son requeridas en la operación óptima de la subestación en el sistema eléctrico de potencia.

Figura 93. **Matriz de disparos**

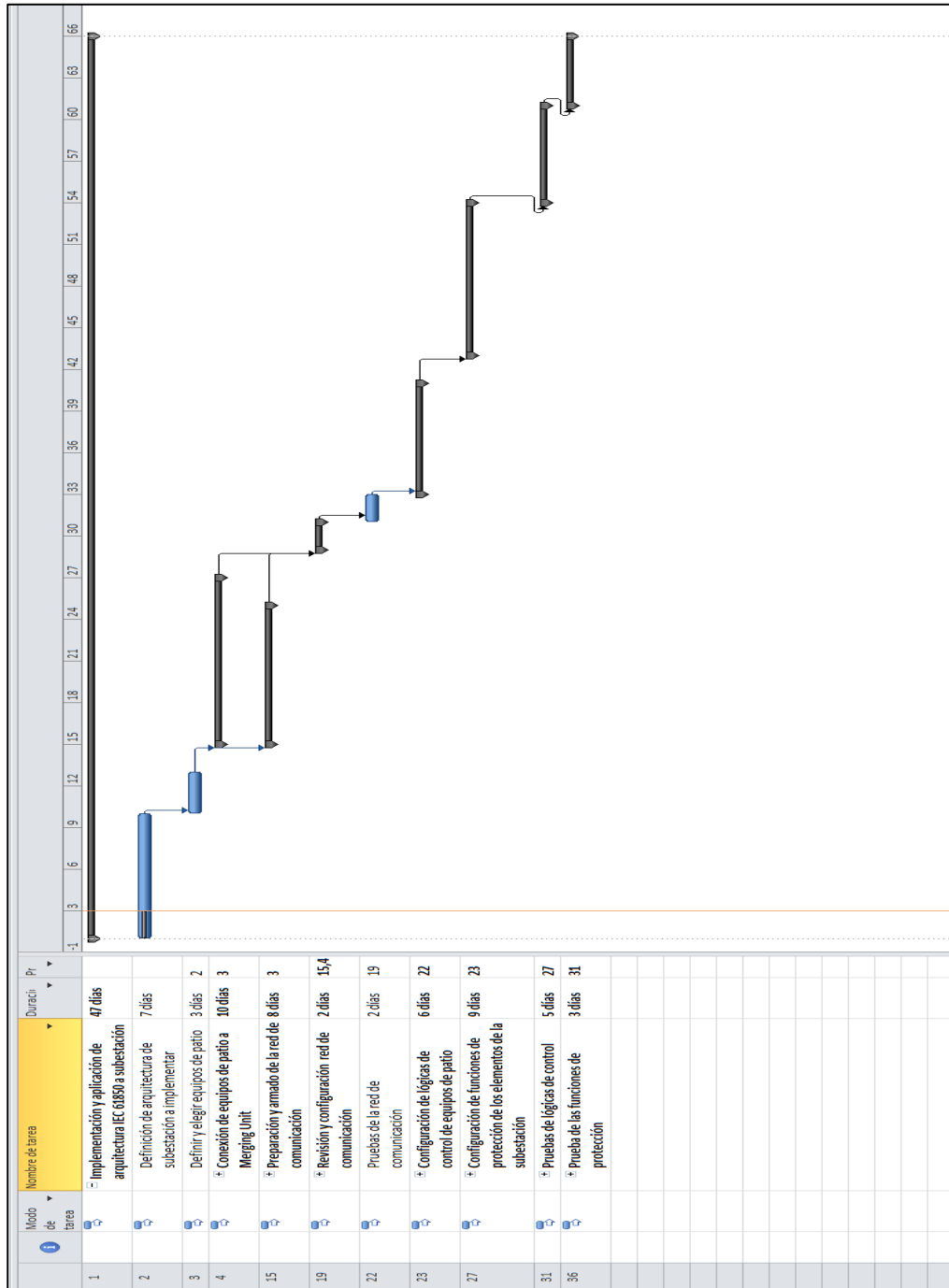


Fuente: elaboración propia, empleando software PCM600.

4.8.5. **Actividades por realizar**

Para una implementación y aplicación de la arquitectura IEC 61 850, se deben realizar una serie de actividades antes, durante y después de la puesta en servicio de la subestación eléctrica que corresponda, por lo que es de suma importancia considerar todas las variables involucradas en el proceso. Se presenta a continuación las actividades y tiempos estimados de acuerdo la experiencia de implementación de algunos proyectos similares al planteado en este ejercicio:

Figura 94. Cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia, empleando software Microsoft Project 2013.

CONCLUSIONES

1. La norma IEC 61 850 comprende todas las funciones básicas que se aplican en las subestaciones, esto involucra desde la información que se comparten los relevadores, hasta la que se envía al sistema SCADA en donde se encuentra la información que permite al operador el restablecimiento del sistema de manera más fácil y sencilla.
2. Se reduce considerablemente la cantidad de cableado por utilizarse en la implementación de una subestación, ya que todos los cableados quedan en gabinetes de patio.
3. La puesta en servicio de una subestación es considerablemente menor, tomando en cuenta que las vinculaciones físicas que se realizaban entre los relevadores, se sustituyen por las vinculaciones lógicas a través de la red de comunicación.
4. Se demuestra la facilidad que se presenta al utilizar el bus de campo para la implementación de las distintas funciones de protección y control que sean requeridas en la arquitectura de la subestación.
5. La implementación de esta tecnología permite la integración de equipos de distintos fabricantes, reduciendo considerablemente los tiempos de ingeniería, además de que se ha ampliado su mercado incluyendo temas de manejo de agua y gas.

6. Ofrece un nivel de flexibilidad aplicable en temas de seguridad de las redes de comunicación, proveyendo un preciso y confiable manejo del sistema, principalmente en la operación remota de la subestación (nivel 4).

RECOMENDACIONES

1. Seleccionar los equipos que se utilicen en la implementación de las lógicas de control y protección, con la versión correcta de la norma IEC 61 850, ya que normalmente no son compatibles entre versiones.
2. Realizar periódicamente las tareas de mantenimiento de los equipos tanto de control/protección como de comunicación, es de suma importancia mantener operando correctamente las redes utilizadas.
3. Configurar los equipos de control/protección y mantener los respaldos respectivos de los archivos de configuración, con el objetivo de cambios en el futuro sean de fácil implementación.
4. Verificar la correcta operación de la redundancia de la red de comunicación tanto en bus de campo como de proceso, esto permitirá el adecuado funcionamiento de la subestación en todos los escenarios posibles.

BIBLIOGRAFÍA

1. GORDON, Clarke; REUNDERS, Deon. *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems*. 1a ed. Gran Bretaña: Elsevier, 2004. 548 p.
2. HMV Ingenieros. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Mejía Villegas, S.A., 2003. 809 p.
3. IEC 61850-4. *Communication networks and system in substations Part 4: System and Project management*. 1a ed. Suiza: IEC, 2002. 68 p.
4. IEC 61850-5. *Communication networks and system in substations Part 5: Communication requirements for functions and device models*. Suiza: IEC, 2003. 131 p.
5. IEC 61850-6. *Communication networks and system in substations Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*. Suiza: IEC, 2004. 144 p.
6. IEC 61850-7-1. *Communication networks and system in substations Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models*. Suiza: IEC, 2003. 110 p.

7. IEC 61850-7-2. *Communication networks and system in substations Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI)*. Suiza: IEC, 2003. 171 p.
8. IEC 61850-7-3. *Communication networks and system in substations Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes*. Suiza: IEC, 2003. 64 p.
9. IEC 61850-7-4. *Communication networks and system in substations Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes*. Suiza: IEC, 2003. 104 p.
10. IEC 61850-8-1. *Communication networks and system in substations Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*. Suiza: IEC, 2004. 133 p.
11. IEC 61850-9-1. *Communication networks and system in substations Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link*. Suiza: IEC, 2003. 29 p.
12. IEC 61850-9-2. *Communication networks and system in substations Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3*. Suiza: IEC, 2004. 28 p.