



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

**PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE
PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL
PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7**

Rubén Antonio Pérez Rodríguez

Asesorado por el Ing. Josué Roberto Orozco Orozco

Guatemala, mayo de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE
PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL
PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

RUBÉN ANTONIO PÉREZ RODRÍGUEZ

ASESORADO POR EL ING. JOSUÉ ROBERTO OROZCO OROZCO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
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. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Saul Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 5 de mayo de 2016.



Rubén Antonio Pérez Rodríguez

Guatemala, 22 de enero de 2019

Ingeniero
Saul Cabezas Duran
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Coordinador:

Por este medio me dirijo a usted para informarle que he llevado a cabo la revisión final del trabajo de graduación titulado, "**PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7**", presentado por el estudiante **Rubén Antonio Pérez Rodríguez** con carné estudiantil **200843440**, llenando los objetivos trazados, extendiendo la aprobación del mismo.

Por lo tanto, el autor de este trabajo de graduación y yo como asesor, nos hacemos responsables del contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo atentamente.



Ing Josué Roberto Orozco Orozco
Colegiado No. 6598





FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 14. 2019.

1 DE MARZO 2019.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS
RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DIFERENTES
FABRICANTES A TRAVÉS DEL PROTOCOLO DE
COMUNICACIÓN IEC 61850-7,** del estudiante; Rubén Antonio
Pérez Rodríguez, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

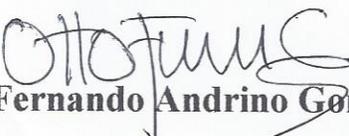

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia





REF. EIME 14. 2019.

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 de la estudiante: RUBÉN ANTONIO PÉREZ RODRÍGUEZ Titulado: PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andrino González



GUATEMALA, 25 DE MARZO 2019.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

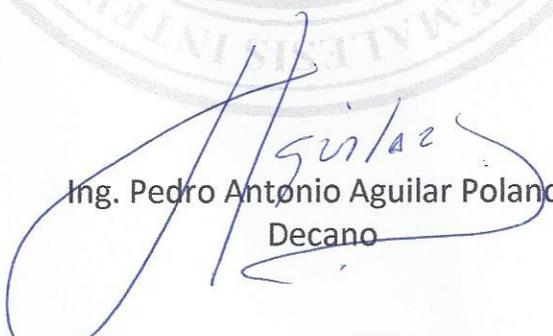


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 244.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES A TRAVÉS DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850-7**, presentado por el estudiante universitario: **Rubén Antonio Pérez Rodríguez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, mayo de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por ser el único que provee la sabiduría e inteligencia y por llevar a cabo sus planes en mi vida de forma extraordinaria.

Mis padres

Martin Antonio Pérez Salazar y María Ester Rodríguez Hernández, por el amor incondicional y el apoyo brindado en mi vida y durante mi formación académica.

Mis hermanos

Mercy Josefina y Martin José Pérez Rodríguez, por inspirarme y motivarme a realizar todas las actividades con excelencia y estar presente en las buenas y en las malas durante mi carrera universitaria.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por permitir que en sus instalaciones y planes de estudio se llevara a cabo mi superación intelectual, social y emocional durante mi formación académica.

Facultad de Ingeniería

Por la oportunidad y el apoyo proporcionados para crecer en las diferentes áreas de mi vida y, sobre todo, por proveer las herramientas necesarias para mi proceso de enseñanza y aprendizaje.

Mis padres

Martin Antonio Pérez Salazar y María Ester Rodríguez Hernández, por el apoyo brindado en todos los sentidos durante mi formación como profesional.

Mi hermana y hermano

Por estar a mi lado apoyándome y motivándome a seguir adelante y nunca desmayar cuando más lo he necesitado.

Mis amigos y amigas

Por formar parte de mi vida y confiar en mí como un futuro profesional y amigo de excelencia; Ministerio TEC, por esos momentos maravillosos que parecen de otro planeta; a mis amigos de la Universidad, por todos los buenos

momentos compartidos durante mis estudios
universitarios.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. ¿QUÉ ES UN RELEVADOR?.....	1
1.1. Relevador de protección.....	1
1.1.1. Historia de los relevadores de protección	6
1.1.2. Principio de funcionamiento de los relevadores.....	7
1.1.2.1. Comunicación de relevadores antiguos	9
1.1.2.2. Estados de los contactos	10
1.1.3. Funciones de un relevador de protección	12
1.1.4. Características de los sistemas de protección por relés	13
1.1.4.1. Fiabilidad	14
1.1.4.2. Seguridad	14
1.1.4.3. Selectividad	14
1.1.4.4. Velocidad.....	14
1.1.4.5. Simplicidad	15
1.1.4.6. Economía	15
1.1.5. Esquema de protección con relevadores	15
1.1.6. Protección primaria y protección de respaldo	16

	1.1.6.1.	Comunicación del relevador.....	16
2.		¿QUÉ ES EL PROTOCOLO IEC 61850-7?	19
	2.1.	Introducción al protocolo IEC 61850-7	19
	2.2.	Alcance del protocolo IEC 61850-7	20
	2.2.1.	Paquetes de mensajes GOOSE	21
	2.2.2.	Intercambio de datos de alta velocidad en la mensajería GOOSE.....	21
	2.2.3.	Bus de proceso en una subestación con mensajes GOOSE	22
	2.2.3.1.	Arquitectura de comunicaciones	22
	2.2.3.2.	La subestación LAN	23
	2.2.3.3.	La subestación IEC 61850-7.....	24
	2.3.	Características, ventajas e inconvenientes de la Norma IEC 61850-7.....	25
	2.3.1.	Características de protocolo IEC 61850-7	25
	2.3.2.	Ventajas del protocolo IEC 61850-7.....	26
	2.3.3.	Inconvenientes del protocolo IEC 61850-7	27
3.		COMUNICACIÓN DE MENSAJES GOOSE ENTRE EQUIPOS GENERAL ELECTRIC.....	29
	3.1.	Hardware de arquitectura IEDs UR GE.....	29
	3.1.1.	Diseño básico	29
	3.2.	Introducción al software EnerVista™ Launchpad	31
	3.2.1.	Arquitectura de software.....	31
	3.2.2.	Requisitos del sistema.....	32
	3.2.3.	Instalación.....	32
	3.3.	Configuración para el acceso de software	35
	3.3.1.	Generalidades	36

3.3.2.	Configuración de acceso por serie	36
3.3.3.	Configuración de acceso por Ethernet	39
3.3.4.	Puertos de conexión rápida.....	42
3.4.	Configuración de entradas y salidas binarias del relevador GE	46
3.4.1.	Configuración de entradas binarias.....	46
3.4.1.1.	Configuración del umbral de las entradas.....	48
3.4.2.	Configuración de salidas binarias.....	49
3.5.	Configuración de parámetros de envío.....	50
3.5.1.	Configuración de la transmisión	50
3.6.	Configuración de parámetros de recepción.....	52
3.6.1.	Configuración de la recepción	53
3.6.2.	Configurar los ajustes de servicio GOOSE	53
4.	CONFIGURACIÓN DE MENSAJES GOOSE ENTRE RELEVADORES SEL	55
4.1.	Introducción al software AcSELerator Architect	55
4.1.1.	Arquitectura de software.....	55
4.1.2.	Requisitos del sistema.....	56
4.2.	Instalación.....	56
4.3.	Configuración de mensajes GOOSE en acSELerator Architect	57
4.3.1.	Propiedades de la configuración del relevador emisor	59
4.3.2.	Selección de los <i>Dataset</i> para el envío	60
4.3.3.	Configuración de la transmisión del GOOSE	61
4.3.4.	Configuración de la recepción del GOOSE	62
4.3.5.	Envío del archivo CID	63

5.	COMUNICACIÓN MENSAJE GOOSE SEL-GE & GE-SEL.....	67
5.1.	Configuración del conjunto de datos de transmisión.....	68
5.1.1.	Configuración del servicio de comunicación General Electric.....	70
5.1.2.	Configuración del estado de transmisión	71
5.1.3.	Creación de un nuevo IED desde acSELerator Architect para General Electric.....	73
5.2.	Recepción de los datos GOOSE en el relevador General Electric	80
5.2.1.	Envío de los mensajes GOOSE Tx y Rx desde Enervista ViewPoint Engineer	81
6.	MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA	87
6.1.	Evolución histórica del sector eléctrico en Guatemala.....	87
6.2.	Aplicaciones de este trabajo en el mercado eléctrico de Guatemala	91
	CONCLUSIONES.....	93
	RECOMENDACIONES	95
	BIBLIOGRAFÍA.....	97

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Electroimán	8
2.	Interruptor de potencia.....	8
3.	Señales que circulan en una subestación eléctrica	12
4.	Protección diferencial de línea.....	16
5.	Arquitectura de red para el transporte del protocolo IEC 61850-7.....	23
6.	Subestación LAN	24
7.	Diagrama de bloques del relé universal (UR)	30
8.	Añadir dispositivo UR en software Launchpad.....	33
9.	Identificar el tipo de dispositivo UR	34
10.	UR dispositivo añadido a la ventana Launchpad	35
11.	Ventana online del software EnerVista Launchpad.....	37
12.	Configuración de acceso por cable serie	38
13.	Configuración de acceso por Ethernet	41
14.	Configuración de cable cruzado Ethernet	43
15.	Conexiones de red.....	43
16.	Conexión local de red con el IEDs	44
17.	Configuración de la TCP/IP	45
18.	Menú desplegable de las entradas binarias	47
19.	Configuración de las entradas binarias	48
20.	Configuración de las salidas binarias	49
21.	Menú desplegable de la transmisión	50
22.	Configuración de los parámetros de envío.....	51
23.	Configuración GGIO3	52

24.	Configuración de parámetros de recepción	54
25.	Pantalla de bienvenida	57
26.	Inicio de software acSELeRator Architect	58
27.	Menú de propiedades de relevador seleccionado.....	59
28.	Configuración de las propiedades de comunicación.....	60
29.	Selección de los <i>Dataset</i> SEL	61
30.	Configuración de la transmisión del GOOSE	62
31.	Configuración de la recepción del GOOSE	63
32.	Envío del archivo CID	63
33.	Contraseña y usuario de envío.....	64
34.	Configuración de transmisión, General Electric	68
35.	Configuración de servicio	71
36.	Estado de transmisión	72
37.	Creación de ICD	73
38.	Creación de un nuevo IED	74
39.	IED creado para otro fabricante	75
40.	Variables a suscribir	76
41.	Publicaciones del relevador SEL.....	77
42.	Datos a transmitir en el relevador SEL.....	78
43.	Envío de los datos al relevador SEL	79
44.	Guardar archivos SEL como SCD.....	79
45.	Enviar GOOSE desde Enervista Engineer.....	80
46.	Nuevo proyecto en Enervista Engineer.....	81
47.	Mensajes GOOSE en software Enervista Engineer.....	82
48.	Variables que el equipo SEL está enviando.....	82
49.	Variables suscritas del equipo SEL.....	83
50.	Exportar nuevo SCD desde Enervista Engineer	84
51.	Envío de los archivos IEC 61850-7 GOOSE.....	85
52.	Archivos enviados al relevador General Electric.....	85

53.	Distribución del sector eléctrico de Guatemala	90
-----	--	----

TABLAS

I.	Direcciones IP de los dispositivos GE	45
II.	Umbral de las entradas.....	48
III.	Direcciones IP de los dispositivos SEL	60

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
c.a.	Corriente alterna
c.c.	Corriente continua
<i>I</i>	Corriente eléctrica
CT	Transformador de corriente
PT	Transformador de potencial
V_{cc}	Voltaje continuo
V	Voltaje eléctrico

GLOSARIO

Bus de proceso	Serie de cables que funcionan cargando datos en la memoria para transportarlos a la unidad central de procesamiento.
Condiciones EMI	<i>Electromagnetic interference</i> , es una interferencia electromagnética que afecta las comunicaciones LAN.
CPU	<i>Central processing unit</i> , unidad central de proceso. Es la parte de una computadora en la que se encuentran los elementos que sirven para procesar datos.
Ethernet	Estándar de redes de área local para computadores con acceso al medio por detección de la onda portadora y con detección de colisiones.
Firmware	Es un soporte lógico inalterable de un programa informático que, establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo, por lo que se convierte en un software que maneja físicamente al hardware.

GE	General Electric Company es una corporación conglomerada multinacional de infraestructura, servicios financieros y medios de comunicación altamente diversificada con origen estadounidense.
GOOSE	Son los mecanismos utilizados para distribuir información de estado. Se publican como mensajes de multidifusión sin estar dirigidos a ningún receptor en particular.
ICD	IED, <i>capability description</i> ; descripción de la capacidad del IED.
IEC	La Comisión Electrónica Internacional es una organización de normalización en los campos: eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.
IEDs	<i>Intelligent electronic device</i> ; dispositivos electrónicos inteligentes.
IEEE	El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (Institute of Electrical and Electronics Engineers) es una asociación mundial de ingenieros dedicada a la normalización y el desarrollo en áreas técnicas.
LAN	Red de Área Local, Local Area Network.

<i>Process bus</i>	Forma de aplicación donde los relés de protección y los equipos de primarios en una subestación se conectan directamente a una Red LAN.
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i> ; control de supervisión y adquisición de datos.
SCD	<i>Substation configuration description</i> ; que es una descripción de la configuración de la subestación.
SCL	Lenguaje de configuración de subestación.
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i> diseña, fabrica y brinda soporte a productos y servicios, que van desde la protección de generadores y transmisiones hasta sistemas de automatización y control de distribución.
<i>Station bus</i>	Forma de aplicación donde los relés de protección se conectan a una red LAN.
TCP IP	Modelo de descripción del protocolo de red.
UR	Relé universal de General Electric.
WAN	Una red de área amplia, o WAN (<i>Wide Area Network</i>), es una red de computadoras que une varias redes locales, aunque sus miembros no estén todos en una misma ubicación física.

RESUMEN

En el siguiente trabajo de graduación se presenta una propuesta para la integración de dos relevadores de diferentes fabricantes por medio del protocolo de comunicación IEC 61850-7, que utiliza la modalidad GOOSE, la cual cada vez tiene más impacto en las subestaciones eléctricas de Guatemala.

Dado que, en el sector eléctrico, con el transcurso de los años, se modernizan los sistemas de protecciones eléctricas, se propone realizar una guía en la cual se integrarán dos relevadores de diferente fabricante a través de dicha norma; esto optimizará los costos en cableado ya que se puede suscribir a todas las señales y comandos deseados a través de un sistema de red LAN, para agilizar los trabajos en las comunicaciones para el sector eléctrico guatemalteco.

Por tanto, en el capítulo 3 se presenta la comunicación entre relevadores General Electric, utilizando dos relés de protección de la familia F60; en el capítulo 4 se procede a hacer el mismo proceso de comunicación con dos relevadores de la serie 4 de la marca SEL: un SEL 451 y un SEL 487B, obteniendo una comunicación de los mensajes GOOSE de forma exitosa.

El capítulo 5 conlleva a realizar la integración para la comunicación de los relevadores antes utilizados; una integración entre diferentes fabricantes para dicha comunicación de los mensajes GOOSE que se encuentran en la red LAN conectada a los relevadores de ambos fabricantes.

OBJETIVOS

General

Realizar una propuesta para la integración de dos relevadores de diferentes fabricantes a través del protocolo de comunicación IEC 61850-7 utilizando la modalidad del protocolo GOOSE.

Específicos

1. Investigar sobre el principio de funcionamiento y las características de los relevadores de protección en una subestación eléctrica.
2. Investigar el alcance del protocolo IEC 61850-7 para obtener interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes por medio de los mensajes GOOSE.
3. Realizar la comunicación de mensajes GOOSE entre equipos General Electric (GE) por medio de la norma IEC 61850-7.
4. Realizar la comunicación de mensajes GOOSE entre equipos Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) por medio de la norma IEC 61850-7.
5. Verificar la correcta configuración de los comandos y las señales de control enviados por medio de mensajes GOOSE de un equipo GE hacia un equipo SEL y luego de un equipo SEL hacia un equipo GE.

INTRODUCCIÓN

El protocolo de comunicación IEC 61850-7 es el resultado de las necesidades de las empresas eléctricas y los proveedores de relevadores de protección para producir comunicaciones estandarizadas en sistemas eléctricos. IEC 61850-7 es una serie de normas que describen las comunicaciones que abarcan subestaciones, diseño y configuración de equipos, pruebas de equipos y proyectos estándares en la industria eléctrica; por lo que en este trabajo de investigación únicamente se tomará el inciso 7 de dicha norma, la cual consiste en la comunicación de dispositivos por medio de los mensajes de paquetes GOOSE.

La función de mensaje GOOSE se recomienda para aplicaciones que requieren la transferencia de datos por mensaje entre relevadores de diferentes fabricantes, en este caso se utilizará relevadores General Electric (GE) y relevadores Schweitzer Engineering Laboratories (SEL); con el fin de reducir el costo en cableado y la mano de obra de la instalación, así como el tiempo en realizarlo.

Tomando en cuenta que en el mercado guatemalteco existen diversas empresas que se dedican a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, deberán de comunicarse para realizar todo el proceso de llevar energía hasta el consumidor final, sin importar la marca del fabricante del dispositivo de protección que utilice una empresa u otra; estos estarán bajo una misma norma que comprenda y unifique la red eléctrica guatemalteca.

Por lo tanto, en este trabajo de graduación se realiza una propuesta para realizar una integración de equipos de diferentes fabricantes a través de un mismo protocolo universal; este es el protocolo de comunicación IEC 61850-7 con la modalidad de mensaje GOOSE, el cual es utilizado en el mercado eléctrico guatemalteco, ya que existe diversidad de empresas de energía eléctrica se hace necesario que todas las empresas participantes en el sector eléctrico guatemalteco se deban en algún momento comunicar con sus equipos entre sí.

1. ¿QUÉ ES UN RELEVADOR?

Es un dispositivo utilizado en los sistemas eléctricos de potencia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada por toda la red eléctrica de potencia. Los relevadores de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red eléctrica, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes

1.1. Relevador de protección

Está construido a base de microprocesadores electrónicos para proteger a los equipos y a las personas, para prevenir daños costosos, detenciones o problemas debido a fallas eléctricas.

La flexibilidad en los productos y en el software de los relevadores permite la selección apropiada de protección de cada parte de un sistema eléctrico de potencia.

Existen varios tipos de relés de protección capaces de liberar fallas específicas, por lo que en este documento se realiza una lista de las funciones de protección más comunes de un relevador, las cuales se reconocen con un numeral de acuerdo a la norma IEEE Estándar C37.2-1996.

- Relé de cierre o arranque temporizado: es el que da la temporización deseada entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.
- Relé de comprobación o de bloqueo: es el que opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
- Relé de distancia: es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.
- Sobreexcitación: un relé que funciona cuando la relación V/Hz (tensión/frecuencia) excede un valor preajustado. El relé puede tener una característica temporizada o instantánea.
- Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo: es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
- Dispositivo térmico: es el que funciona cuando la temperatura del campo en *shunt*, o el bobinado amortiguador de una máquina, o el de una resistencia de limitación de carga o de cambio de carga, o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado con anterioridad. Si la

temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, es inferior a un valor fijado con antelación.

- Relé de mínima tensión: es el que funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.
- Relé direccional de potencia: es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia, por ejemplo, la resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.
- Relé de baja intensidad o baja potencia: es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
- Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases: es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
- Relé de tensión para secuencia de fase: es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.
- Relé de secuencia incompleta: es el que vuelve al equipo a la posición normal o desconectado y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
- Relé térmico para máquina: aparato o transformador, es el que funciona cuando la temperatura de la máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.

- Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad: es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
- Relé de sobreintensidad temporizado: es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa el valor dado.
- Relé de factor de potencia: es el que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de c.a. no llega o sobrepasa un valor dado.
- Relé de aplicación del campo: es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de c.a. en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.
- Relé de fallo de rectificador de potencia: es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
- Relé de sobretensión: funciona con un valor dado de sobretensión.
- Relé de equilibrio de tensión: es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
- Relé de parada o apertura temporizada: es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.

- Relé de presión de gas, líquido o vacío, es el que funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
- Relé de protección de tierra: es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de c.c.
- Relé direccional de sobreintensidad de c.a: es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de c.a. en una dirección dada.
- Relé de bloqueo: es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche con una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.
- Relé de medio de ángulo de desfase o de protección de salida de paralelo: es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase y entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.
- Relé de reenganche de c.a: es el que controla el reenganche enclavamiento de un interruptor de c.a.
- Relé de frecuencia: es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

- Relé de enclavamiento: es un relé accionado eléctricamente con reposición a mando o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.
- Relé de protección diferencial: es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.
- Desconector de línea: es el que se utiliza como un desconector de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de c.a. o c.c. cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético.
- Relé direccional de tensión: es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa de un valor dado en una dirección dada.
- Relé direccional de tensión y potencia: permite y ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección predeterminada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno del otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.

1.1.1. Historia de los relevadores de protección

El relé o relevador es un dispositivo electromecánico que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que

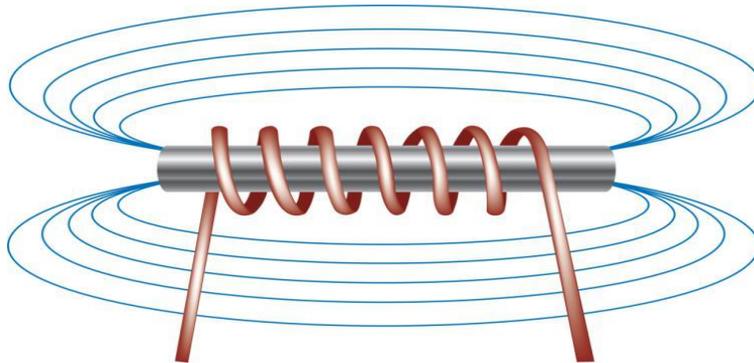
permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes, este fue inventado por Joseph Henry en 1835.

Dado que el relé es capaz de controlar un circuito de salida de mayor potencia que el de entrada, puede considerarse, en un amplio sentido, como un amplificador eléctrico. Como tal se emplearon en telegrafía, haciendo la función de repetidores que generaban una nueva señal con corriente procedente de pilas locales a partir de la señal débil recibida por la línea. Se les llamaba relevadores de ahí que hoy en día se le conoce como relés.

1.1.2. Principio de funcionamiento de los relevadores

Un relé es un interruptor accionado por un electroimán, donde un electroimán está formado por una barra de hierro llamada núcleo, rodeada por una bobina de hilo de cobre. Al pasar una corriente eléctrica por la bobina el núcleo de hierro se magnetiza por efecto del campo magnético producido por la bobina, convirtiéndose en un imán tanto más potente cuanto mayor sea la intensidad de la corriente y el número de vueltas sea mayor en la bobina.

Figura 1. **Electroimán**



Fuente: *Electroimán*. <http://es.nextews.com/475c14ef/>. Consulta: 17 de marzo de 2017.

El relé más sencillo está formado por un electroimán como el descrito anteriormente y un interruptor de contactos (figura 2). Al pasar una pequeña corriente por la bobina, el núcleo se magnetiza y atrae al inducido por uno de sus extremos, empujando por el otro a uno de los contactos hasta que se juntan, permitiendo el paso de la corriente a través de ellos. Esta corriente es normalmente mucho mayor que la que pasa por la bobina.

Figura 2. **Interruptor de potencia**



Fuente: Siemens. *Interruptores de potencia de alta tensión*. www.siemens.com/energy.

Consulta: 16 de febrero de 2019.

1.1.2.1. Comunicación de relevadores antiguos

La comunicación entre relevadores es una de las partes fundamentales en la protección de sistemas de potencia en la industria energética, existen varios lenguajes por los cuales se llega a tener una comunicación exitosa; tradicionalmente, se ha utilizado la lógica cableada o lógica de contactos; es una forma de realizar controles en la que el tratamiento de datos (botonería, finales de carrera, sensores, reóstatos, entre otros) se efectúa en conjunto con contactores o relés auxiliares frecuentemente asociados a temporizadores y contadores.

La lógica cableada industrial es la técnica de diseño de pequeños a complejos autómatas utilizados en plantas industriales, básicamente con relés cableados. En la acepción de los técnicos en telecomunicaciones y en informática que vino con los nuevos protocolos de comunicación, la lógica cableada utiliza compuertas lógicas discretas, para implementar circuitos digitales de comunicaciones y computadores, estos suelen utilizarse frecuentemente en proyectos grandes ya que por su robustez da un respaldo de seguridad en su funcionamiento, aunque son sumamente caros y conlleva a una mano de obra excesiva, ya que la lógica cableada industrial consiste en el diseño de automatismos con circuitos cableados entre contactos auxiliares de relés electromecánicos, contactores de potencia, relés temporizados, diodos, relés de protección, válvulas oleohidráulicas o neumáticas y otros componentes.

La lógica cableada incluye funciones de comando y control, de señalización, de protección y de potencia. La potencia además de circuitos eléctricos comprende a los circuitos neumáticos. Además, crea automatismos rígidos, capaces de realizar una serie de tareas en forma secuencial, sin posibilidad de cambiar variables y parámetros.

Si se ha de realizar otra tarea será necesario realizar un nuevo diseño. Se emplea en automatismos pequeños, o en lugares críticos, donde la seguridad de personas y máquinas no puede depender de la falla de un programa de computación.

La lógica cableada más que una técnica, hoy en día constituye una filosofía que permite estructurar circuitos en forma ordenada y segura, sea en circuitos cableados o programados. La práctica de la lógica cableada ha sido asimilada por otras ramas de la tecnología como las telecomunicaciones y la informática.

1.1.2.2. Estados de los contactos

Desde un punto de vista teórico la lógica cableada opera de igual forma que la lógica tradicional, donde las variables solamente pueden tener dos estados posibles: verdaderos o falsos. En la lógica cableada, 'verdadero' es igual a un relé energizado o en on, en el caso de los contactos el estado 'verdadero' es el contacto cerrado. En la lógica cableada un 'falso' es igual a un relé desenergizado o en off, para los contactos el estado 'falso' es el contacto abierto.

En los circuitos electrónicos digitales o compuerta lógica, se utiliza el sistema numérico binario; donde verdadero es igual a 1 y falso es igual a 0. Si se trata de un sistema neumático u oleohidráulico, verdadero es igual a una válvula abierta y falso es igual a una válvula cerrada. Si se trata del mando de la válvula, verdadero corresponde al mando accionado (puede ser un solenoide, una palanca de accionamiento manual o un simple volante), y falso corresponde al estado no accionado del mando.

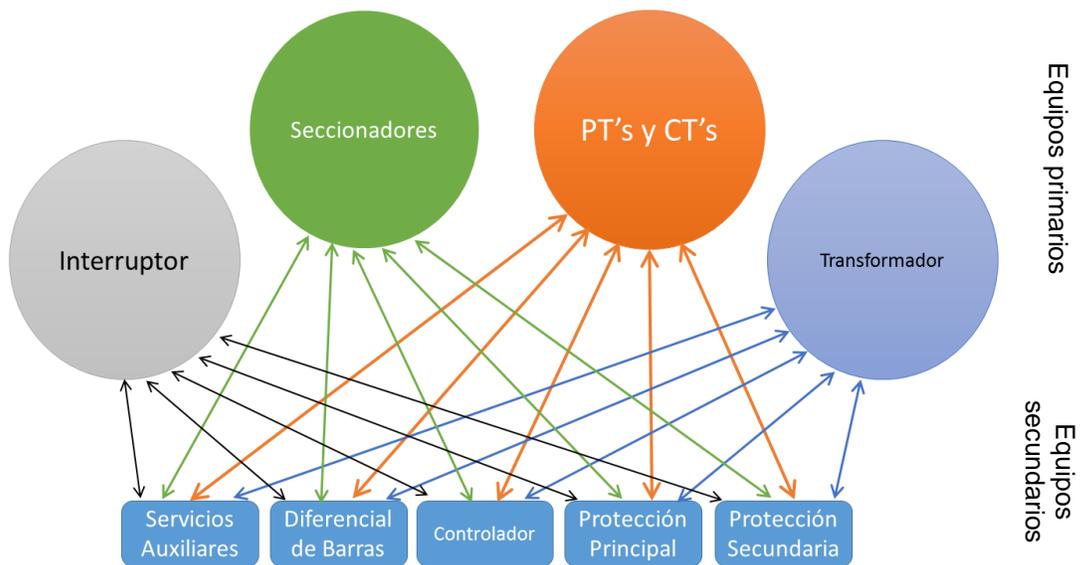
De acuerdo con lo visto anteriormente, la lógica cableada está basada en conexiones físicas que interconectan un dispositivo primario con un secundario; entonces para una comunicación de relevadores, la comunicación de señales binarias estaría dada de acuerdo con la figura 3, en la que se desarrolla una comunicación de señales de un relevador hacia los equipos primarios de la subestación, los cuales pueden ser:

- Interruptor de potencia: los interruptores de potencia de alta tensión son equipos electromecánicos de maniobra que interrumpen y cierran los circuitos eléctricos (pueden interrumpir corrientes de carga y de fuga) y, en estado cerrado, conducen la corriente nominal.
- Seccionadores: son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío, cumpliendo la Norma IEC 60947.
- PT's: conocido como transformador de potencia, es un dispositivo eléctrico que permite disminuir el potencial en un circuito eléctrico de corriente alterna, utilizado como instrumento con el objetivo de obtener una medición de acuerdo a la relación de transformación del mismo.
- CT's: conocido como transformador de corriente, es un dispositivo eléctrico que permite disminuir la corriente en un circuito eléctrico de corriente alterna, utilizado como instrumento de medida de la corriente primaria de acuerdo a la relación de transformación del mismo.

- Transformador de potencia: se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida.

Mientras que los equipos secundarios se encargan de proteger y supervisar la operación de los equipos primarios, estos pueden ser relevadores de protección y medidores de calidad de energía.

Figura 3. **Señales que circulan en una subestación eléctrica**



Fuente: elaboración propia.

1.1.3. Funciones de un relevador de protección

Se piensa generalmente en un sistema eléctrico de potencia en función de sus partes más impresionantes: las grandes estaciones generadoras, los

transformadores, las líneas de transmisión, entre otros. Mientras que estos son algunos de los elementos básicos, hay muchos otros componentes necesarios y fascinantes, la protección por relevadores es uno de estos.

El papel de la protección por relevadores en el diseño y funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia es explicado por un breve examen de todo el fondo, hay tres aspectos de un sistema de potencia que servirán a los propósitos de este trabajo de investigación, estos aspectos son los siguientes:

- Funcionamiento normal
- Previsión de una falla eléctrica
- Reducción de los efectos de una falla eléctrica

El término “funcionamiento normal” supone que no hay fallas del equipo, errores del personal ni hechos fortuitos. Incluye los requisitos mínimos para la alimentación de la carga existente y una cierta cantidad de carga futura anticipada.

1.1.4. Características de los sistemas de protección por relés

Existen muchos diferentes tipos de relés de protección, así como fabricantes de los mismos, cada uno está diseñado y fabricado de acuerdo a las necesidades que se desean cumplir.

1.1.4.1. Fiabilidad

Es el grado de certeza con el que el relé de protección actuará, para un estado prediseñado. Es decir, un relé tendrá un grado de fiabilidad óptima, cuando este actúe en el momento en que se requiere, desde el diseño.

1.1.4.2. Seguridad

Se refiere al grado de certeza en el cual un relé no actuará para casos en los cuales no tiene que actuar. Por lo que un dispositivo que no actúe cuando no es necesario, tiene un grado de seguridad mayor que otros que actúan de forma inesperada, cuando son otras protecciones las que deben actuar.

1.1.4.3. Selectividad

Este aspecto es importante en el diseño de un sistema de protección, ya que indica la secuencia en que los relés actuarán, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actúe y no la protección de otros elementos. Asimismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor capacidad interruptora, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó. Esto significa que la protección que espera un tiempo y actúa, se conoce como dispositivo de protección de respaldo.

1.1.4.4. Velocidad

Se refiere al tiempo en que el relé tarda en completar el ciclo de detección y acción. Muchos dispositivos detectan instantáneamente la falla, pero tardan fracciones de segundo en enviar la señal de disparo al interruptor correspondiente. Por eso es muy importante la selección adecuada de una

protección que no sobrepase el tiempo que tarda en dañarse el elemento a proteger de las posibles fallas.

1.1.4.5. Simplicidad

Es la forma sencilla para operar en cuanto a un diseño de protección y que sea de fácil entendimiento tanto para el operador como para quien realiza los diseños y esquemas de protección.

1.1.4.6. Economía

Cuando se diseña un sistema de protección lo primero que se debe tener en cuenta es el costo de los elementos a proteger. Mientras más elevado sea el costo de los elementos y la configuración de la interconexión de estos sea más compleja, el costo de los sistemas de protección será de mayor magnitud. A veces el costo de un sistema de protección no es el punto a discutir, sino la importancia de la sección del sistema eléctrico de potencia que debe proteger; lo recomendable es siempre analizar múltiples opciones para determinar cuál de ellas es la que satisface los requerimientos de protección al menor costo.

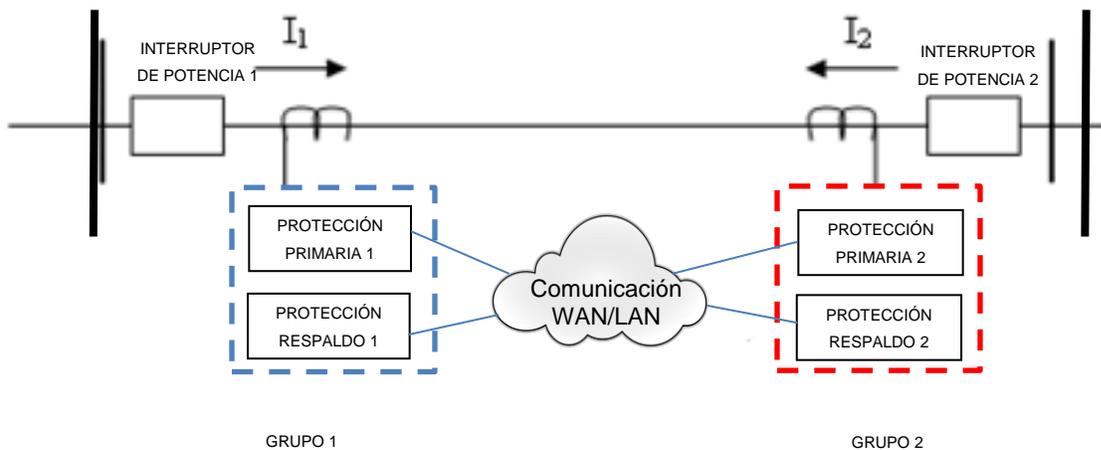
1.1.5. Esquema de protección con relevadores

Un esquema de protección con relevadores viene dado en la configuración de los relevadores de protección a través de la parametrización y programación que estos contengan, así como también su configuración de conexión.

En la figura 4 se muestra un esquema básico de protección diferencial de línea que de acuerdo a la norma IEEE Estándar C37.2-1996 se representa con

el número 87; donde en su operación normal la corriente I_1 que entra al relevador 1 es igual a la corriente I_2 que entra al relevador 2.

Figura 4. **Protección diferencial de línea**



Fuente: elaboración propia.

1.1.6. **Protección primaria y protección de respaldo**

Considérese solo por el momento el equipo de protección diferencial. Hay dos grupos de dichos equipos, cada uno con protección primaria y otro de protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria.

1.1.6.1. **Comunicación del relevador**

En la actualidad todos los relevadores incluyen parámetros y protocolos de comunicación para comunicarse entre sí o con otros equipos.

Un protocolo de comunicación es el conjunto de reglas usadas por computadoras para comunicarse unas con otras mediante una red. Un protocolo es una convención o estándar que permite la conexión, comunicación y la transferencia de datos entre dos puntos finales.

Los protocolos de comunicación eléctricos más utilizados en la industria son: IEC 60870-5-104 (TCP), IEC 60870-5-101 (Serie), Serie DNP3, DNP3 TCP, Modbus TCP, Serie modbus, IEC 61850-7; este trabajo de investigación se limita únicamente al protocolo IEC 61850-7.

2. ¿QUÉ ES EL PROTOCOLO IEC 61850-7?

Es el estándar internacional para la comunicación en subestaciones eléctricas y es hoy en día el medio de integración más importante de todos los equipos de protección, control y SCADA dentro de una subestación, esto se debe a la integración de equipos que soporten el protocolo de comunicación, no importando marca o modelo.

La adopción de este nuevo estándar está abierta a todos los fabricantes y empresas de energía, promueve su crecimiento como una solución común a nivel mundial, sin ningún favoritismo o prejuicio histórico. En ese sentido, el estándar IEC 61850-7 es interoperable y se trata de un protocolo de automatización emanado totalmente de las necesidades conjuntas de las empresas de energía.

2.1. Introducción al protocolo IEC 61850-7

Fue creado para ser un método de estandarización internacional de comunicación e integración, con el objetivo de brindar apoyo a la construcción de sistemas a partir de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de varios fabricantes, conectados en red para efectuar labores de protección, supervisión, automatización, medición y control.

Para lograr la comunicación de un sistema a través de la norma, esta desarrolla un modelo de datos que recogen toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica; de

modo que todos los IED que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos.

2.2. Alcance del protocolo IEC 61850-7

El protocolo IEC 61850-7, despertó el interés en el área de protecciones y control de empresas eléctricas a partir de su publicación a finales del año 2004. Inicialmente, los especialistas se concentraron en conocer los diversos aspectos de la norma, en muchos casos se llevó a cabo por la realización de proyectos pilotos que permitieran conocer más detalladamente y profundamente los aspectos prácticos de la aplicación del protocolo en la automatización.

La experiencia adquirida dentro de la industria eléctrica ha demostrado la necesidad de utilizar potentes protocolos de comunicación que sean capaces de proveer interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes; en este contexto, interoperabilidad se refiere a la capacidad para operar en la misma red, mediante el intercambio de datos y procesos por parte de dispositivos de diferentes fabricantes.

El objetivo de la estandarización de subestaciones es desarrollar un normativo de comunicación que resuelve exigencias de funcionamiento, apoyando futuros acontecimientos tecnológicos. Para que el normativo tuviera éxito y fuera beneficioso para el campo eléctrico y las protecciones llegaron a un acuerdo general entre los fabricantes de IEDs y usuarios para que estos dispositivos puedan intercambiar información libremente.

2.2.1. Paquetes de mensajes GOOSE

Los mensajes GOOSE (*generic objectoriented substation events* o eventos de subestación genéricos orientados a objetos) son el mecanismo utilizado para distribuir información de estado. Se publican como mensajes de multidifusión sin estar dirigidos a ningún receptor en particular, distribuyéndose en la red de comunicaciones permitiendo la disponibilidad para que cualquier dispositivo se suscriba.

La mensajería GOOSE es a menudo el punto de partida para los fabricantes que utilizan IEC 61850-7 porque es algo que puede ajustarse sin mucha dificultad entre equipos electrónicos inteligentes IED.

2.2.2. Intercambio de datos de alta velocidad en la mensajería GOOSE

Enlaces de Ethernet que operan a 10 Mbit/s o 100 Mbit/s intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto. Las estaciones maestras pueden realizar control y supervisan con una demora insignificante.

Esta es una de las secciones de la norma IEC 61850-7 (sección 6) (*substation automation system configuration description language*) que especifica el formato de archivo para describir la comunicación relacionada con las configuraciones de los dispositivos IED y sus parámetros; la configuración del sistema de comunicaciones; la estructura (funciones) así como las relaciones entre ellas. En este apartado se desarrolla el intercambio de las descripciones de los IEDs, así como el intercambio de las descripciones del

sistema de automatización de la subestación, entre las herramientas de ingeniería de distintos fabricantes de una forma compatible.

2.2.3. Bus de proceso en una subestación con mensajes GOOSE

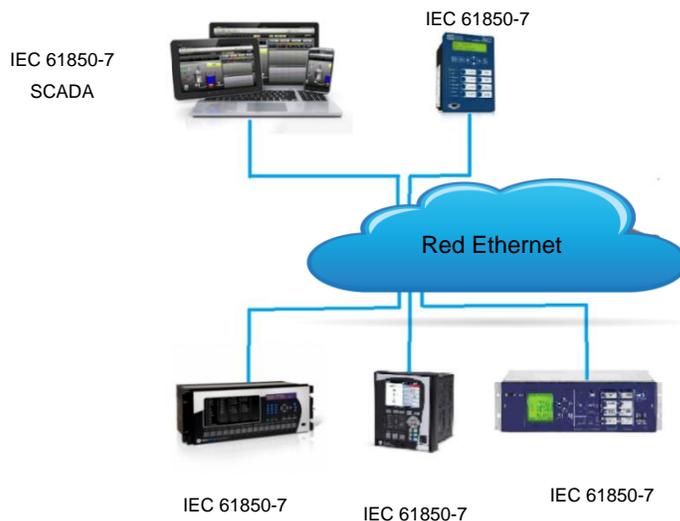
Los elementos básicos que constituyen el bus de proceso son los equipos primarios con interface Ethernet, (interruptor de potencia, seccionadores, transformadores de potencial, transformadores de corriente) que se conectan con los IEDs de protección, control y medida, y la propia arquitectura de comunicaciones que permite comunicar tales dispositivos.

Las conexiones entre ellos tienen el reto de sustituir con una o varias fibras ópticas los cables de cobre que conectan actualmente los equipos primarios (interruptor de potencia, seccionadores, transformadores de potencial, transformadores de corriente) con los IEDs que constituyen el sistema de protección, control y medida.

2.2.3.1. Arquitectura de comunicaciones

Es una de las partes principales del diseño de una subestación y debe cumplir con los requisitos de diseño especificados en el estándar IEC 61850-7. De igual forma, debe ser capaz de proporcionar los medios, mecanismos, software, licencias de software y todos los accesorios necesarios para la implementación de un modelo de subestación de distribución IEC 61850-7.

Figura 5. **Arquitectura de red para el transporte del protocolo IEC 61850-7**



Fuente: elaboración propia.

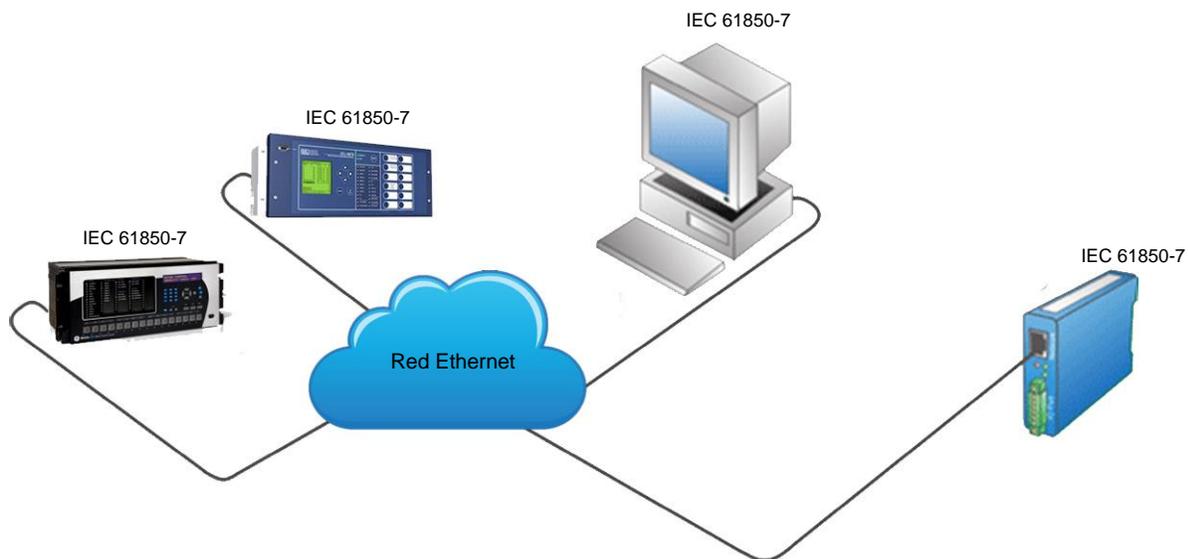
2.2.3.2. La subestación LAN

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en una LAN (red de área local) ha estado ganando continuamente la aprobación de los usuarios de todo el mundo. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a multipunto de alta velocidad entre IEDs.
- Mínimo alambrado entre IEDs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850-7, entre otros) sobre la misma red física.

- Acceso fácil y confiable de datos sobre IP mediante el uso de *switches* Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y *routers* diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

Figura 6. **Subestación LAN**



Fuente: elaboración propia.

2.2.3.3. **La subestación IEC 61850-7**

El estándar IEC 61850-7 en una subestación eléctrica puede tener dos aplicaciones principales: *station bus* y *process bus*. El *station bus* es una aplicación donde los relés de protección se conectan directamente a una

LAN-Ethernet, mientras que el *process bus* se refiere a dispositivos como CT/PT, que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

Para obtener un alto grado de confiabilidad en esta comunicación, es necesario utilizar dispositivos Ethernet de grado industrial que cumplan las exigencias del estándar IEC 61850-7. Estos equipos deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI (*electromagnetic interference*), ya que la información de la red LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación.

2.3. Características, ventajas e inconvenientes de la Norma IEC 61850-7

De acuerdo a la implementación de nuevas normas en la industria eléctrica, se desarrollan mejoras en cada área de trabajo para facilitar y mejorar el rendimiento de la energía; se sabe que la norma IEC 61850-7 es compleja de usar y requiere IEDs modernos que soporten este protocolo de comunicación; tomando en cuenta esto se enuncian algunas características y beneficios de dicha norma.

2.3.1. Características de protocolo IEC 61850-7

- Se puede configurar y documentar las comunicaciones IEC 61850-7 entre equipos de diferentes fabricantes.
- Cambiar la configuración de los mensajes de los relés.
- Combinar múltiples tecnologías Ethernet.

- Fusionar las nuevas tecnologías Ethernet apropiadas con las ya existentes, siempre bajo las mejores prácticas de ingeniería.
- Mejorar el flujo de información.
- Aumentar la confiabilidad con IEDs de misión crítica, integrados dentro de la bahía y a lo largo de la subestación por medio de redes Ethernet.
- Disminuir los costos de mantenimiento.

2.3.2. Ventajas del protocolo IEC 61850-7

- Definir un protocolo para toda la subestación, independientemente del fabricante de cada equipo.
- La arquitectura está abierta a pruebas futuras y facilita extensiones, por lo tanto, está salvaguardada de inversiones.
- Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.
- Es un estándar mundial, es la única solución para interoperabilidad.
- Define los requisitos de calidad, la fiabilidad, la disponibilidad del sistema, la integridad de datos, la seguridad, condiciones ambientales y los servicios auxiliares del sistema.

- Especifica los procesos de la ingeniería y sus herramientas, el ciclo de vida del sistema y las exigencias de garantía de calidad y el mantenimiento para el sistema de automatización de subestación.
- La flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema (la tecnología escalable).
- Emplea Ethernet y componentes de comunicación.
- Facilita una infraestructura de comunicación común.
- Reducción del cableado. Esto, a su vez, conlleva a reducción de costes.
- Menor necesidad de entradas y salidas físicas, o menor tamaño de los equipos.
- Estandarización del intercambio de datos entre equipos.
- Mayor información disponible en tiempo real.

2.3.3. Inconvenientes del protocolo IEC 61850-7

- Es un estándar complejo y difícil de entender, por lo que se debe de tener un conocimiento y estudio previo del protocolo para poder aplicarlo.
- Medio de comunicación compartido: la utilización de redes Ethernet no garantiza tiempos máximos de latencia (no es determinista), o puede provocar problemas en la gestión de la redundancia del medio, o de congestión.

3. COMUNICACIÓN DE MENSAJES GOOSE ENTRE EQUIPOS GENERAL ELECTRIC

La serie General Electric (GE) Universal Relay (UR) es una nueva generación de equipos digitales, modulares y multifuncional que son fácilmente incorporados a los sistemas de automatización industrial.

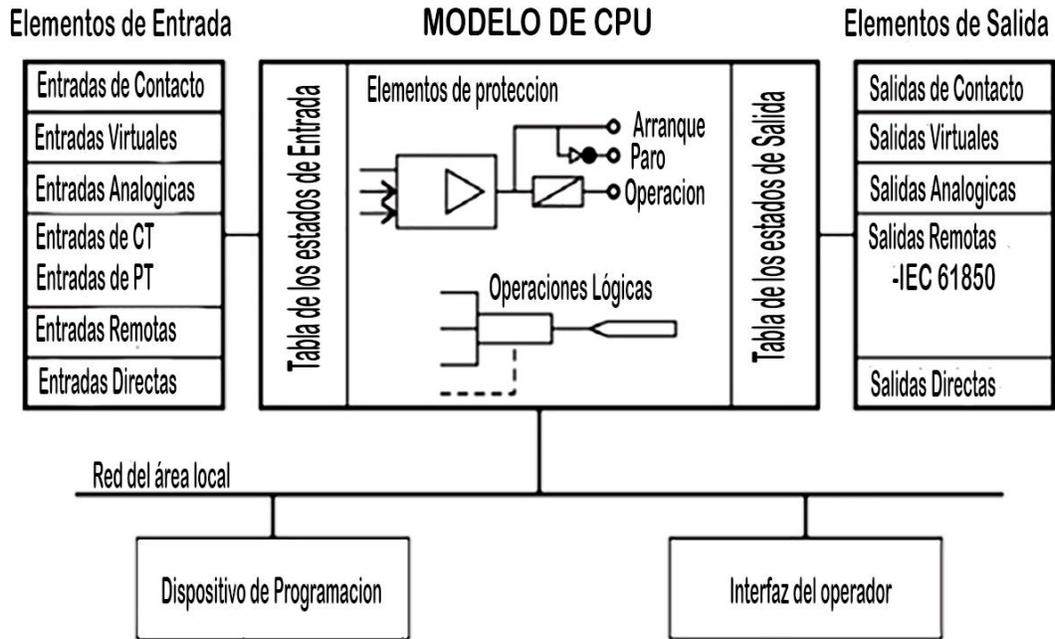
3.1. Hardware de arquitectura IEDs UR GE

Todas las tarjetas y los módulos están conectados por un *bus* de datos y direcciones paralelo, lo que permite al módulo procesador enviar y recibir información hacia y desde los otros módulos según se requiera. Existe un bus de datos serie independiente para el transporte de los datos desde el módulo de entrada a la CPU.

3.1.1. Diseño básico

El UR (*relé universal*) es un dispositivo digital que contiene una unidad central de procesamiento (CPU) que se encarga de múltiples tipos de entrada y salida de señales, como se muestra en la figura 8. El dispositivo UR puede comunicarse a través de una red de área local (LAN) con una interfaz de operador, también con una programación de dispositivo u otro dispositivo UR.

Figura 7. Diagrama de bloques del relé universal (UR)



Fuente: elaboración propia.

El módulo CPU contiene *firmware* que proporciona elementos de protección en forma de algoritmos lógicos, así como compuertas lógicas programables, temporizadores para las funciones de control; los elementos de entrada aceptan una variedad de señales analógicas o digitales desde el equipo primario de la subestación eléctrica. El UR aísla y convierte estas señales en señales de lógica utilizadas por el relé; estos elementos de salida convierten y aíslan las señales lógicas generadas por el relé en señales digitales o analógicas que se utilizan para controlar los dispositivos de campo.

3.2. Introducción al software EnerVista™ Launchpad

El software EnerVista™ Launchpad es un poderoso conjunto de herramientas utilizado para el soporte completo y la administración de productos Multilin de General Electric. Las aplicaciones de soporte del producto incluyen: software de productos, manuales y administración de archivos.

3.2.1. Arquitectura de software

El *firmware* es el soporte lógico inalterable que establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo, por lo que está fuertemente integrado con la electrónica del relevador de protección.

Las técnicas orientadas a objetos implican el uso de objetos y clases, un objeto se define como una entidad lógica que contiene datos y código que manipula los datos. Mediante el uso de este enfoque, uno puede crear una clase de protección con los elementos de protección como objetos de la clase, como de sobrecorriente de tiempo, sobrecorriente instantánea, diferencial de intensidad, tensión mínima, sobretensión, baja frecuencia y la sobrecorriente a distancia; estos objetos representan completamente módulos de software independientes.

El mismo concepto de objeto puede ser utilizado para la medición, el control de entrada o salida, la interfaz de software, las comunicaciones, o cualquier entidad funcional en el sistema.

3.2.2. Requisitos del sistema

El panel frontal del relé o el software de configuración de EnerVista UR se puede utilizar para comunicarse con el relé; la interfaz de software es el método preferido para editar ajustes y ver valores reales ya que el monitor de la computadora puede mostrar más información.

Los requisitos mínimos del sistema para el software de configuración EnerVista UR son los siguientes:

- Pentium 4 (Core Duo recomendado)
- Windows 10 de 64-bit
- 2 GB de RAM
- 500 MB de espacio libre en el disco duro
- 1 024 x 768 pantalla (1 280 x 800 recomendado)

3.2.3. Instalación

Después de asegurarse de que se cumplen los requisitos para utilizar el software de configuración EnerVista UR, se debe instalar el software, desde el DVD descargar el software EnerVista UR de <http://www.gedigitalenergy.com/multilin>.

Para instalar el software EnerVista UR:

- Insertar el DVD GE EnerVista en la unidad de DVD de la computadora.
- Hacer clic en el botón “Instalar ahora” y seguir las instrucciones.
- Cuando finalice la instalación, iniciar la aplicación EnerVista Launchpad.
- Hacer clic en la sección IED Setup de la ventana Launch Pad.

Figura 8. Añadir dispositivo UR en software Launchpad

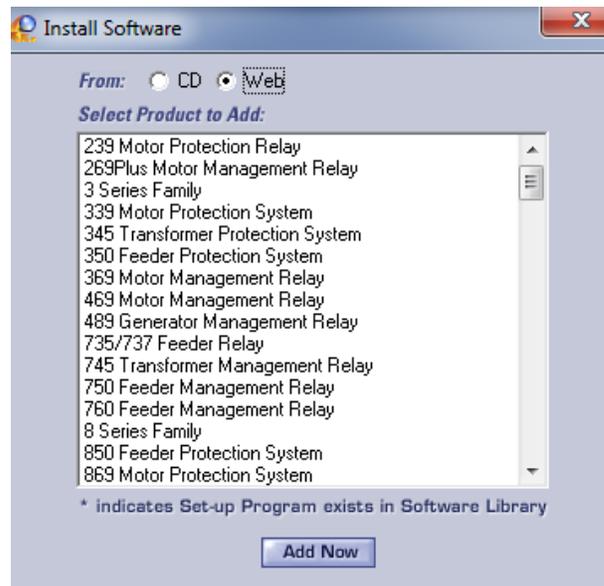


Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

- En la ventana EnerVista Launchpad, hacer clic en el botón *Add Product* y seleccionar el producto que se está utilizando.

Seleccionar la opción Web para asegurar la liberación de software más reciente, o seleccionar CD si no se tiene una conexión a Internet; a continuación, hacer clic en el botón *add Now* a la lista de elementos para el producto. EnerVista Launchpad obtiene el software desde Internet o de DVD e iniciar automáticamente el programa de instalación.

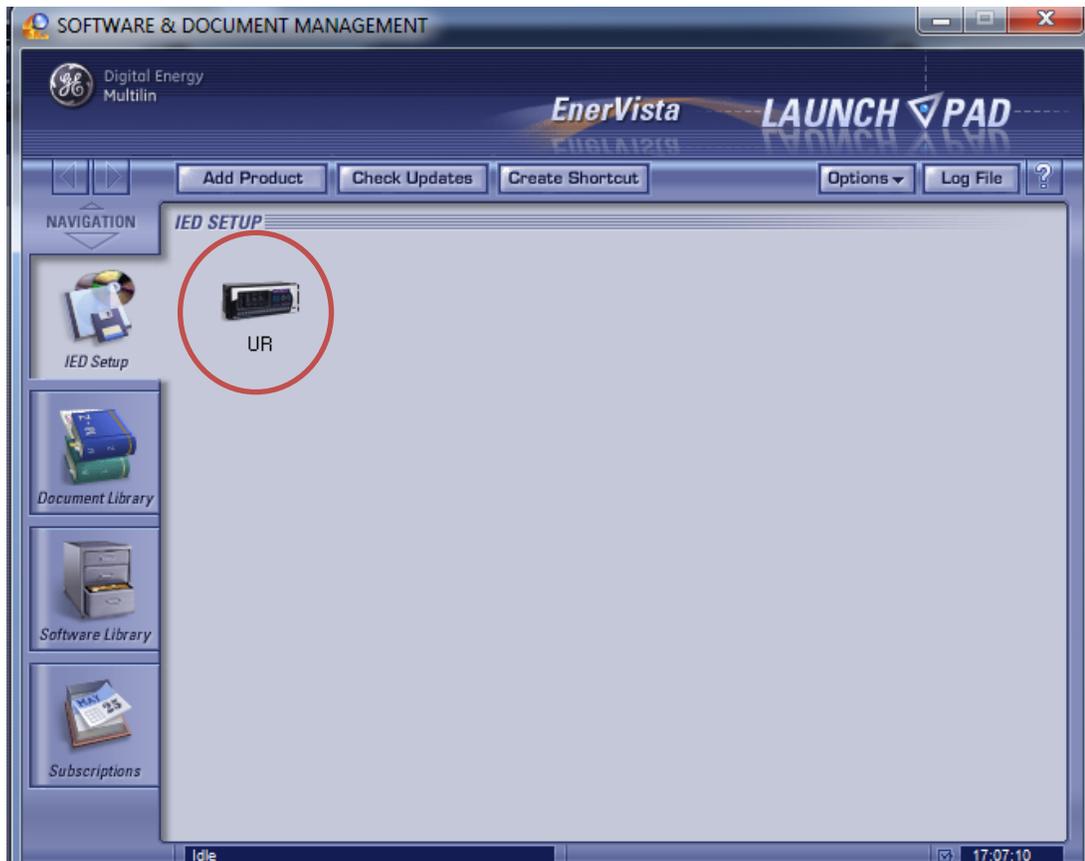
Figura 9. **Identificar el tipo de dispositivo UR**



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

- Seleccionar la ruta completa, incluido el nombre del nuevo directorio, donde el software de configuración EnerVista UR se instalará.
- Hacer clic en el botón “Siguiente” para comenzar la instalación. Los archivos se instalan en el directorio indicado, y el programa de instalación crea automáticamente los íconos y agrega una entrada en el menú de inicio de Windows.
- Hacer clic en “Finalizar” para completar la instalación. El dispositivo de UR se añade a la lista de dispositivos electrónicos inteligentes instalados (IED) en las ventanas EnerVista Launchpad, como se muestra.

Figura 10. UR dispositivo añadido a la ventana Launchpad



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

3.3. Configuración para el acceso de software

Para los dispositivos UR se considera una comunicación accesible y sencilla al momento de enlazarlos en una red, esto se debe a la interfaz del software que ha sido diseñada por un solo fabricante.

3.3.1. Generalidades

Los relevadores GE se conectan de forma remota a través del puerto trasero RS485 o un puerto Ethernet con un equipo que ejecuta el programa de instalación EnerVista UR. El UR F60; también se puede acceder localmente con un ordenador portátil a través del puerto RS232 del panel frontal o trasero. Para esto se deja una guía rápida del tipo de conexión que se desea realizar.

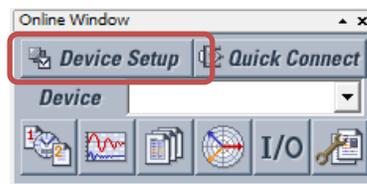
- Para configurar el F60 para el acceso remoto a través del puerto trasero RS485, consultar la sección “Configuración de comunicaciones serie” en el inciso 3.3.2 de este trabajo de investigación.
- Para configurar el F60 para el acceso remoto a través del puerto Ethernet posterior, consultar la sección “Configuración de comunicaciones Ethernet” en el inciso 3.3.3 de este trabajo de investigación.
- Para configurar el F60 para el acceso local con un ordenador portátil a través del puerto frontal RS232 o puerto Ethernet, consultar la sección de funciones de “Puertos de conexión rápida” en el inciso 3.3.4 de este trabajo de investigación.

3.3.2. Configuración de acceso por serie

Se requiere un convertidor de GE Power F485 (o convertidor compatible RS232 a RS485). Consultar el manual de instrucciones que haya proporcionado al proveedor de dichos cables para más información.

- Conectar un cable serie al terminal RS485 en la parte posterior del dispositivo UR que se desea conectar.
- En el software EnerVista Launchpad en el equipo, seleccionar el dispositivo UR para iniciar el software.
- Hacer clic en el botón “Device Setup” como se muestra en la figura 12 para abrir la ventana de configuración del dispositivo.

Figura 11. **Ventana online del software EnerVista Launchpad**

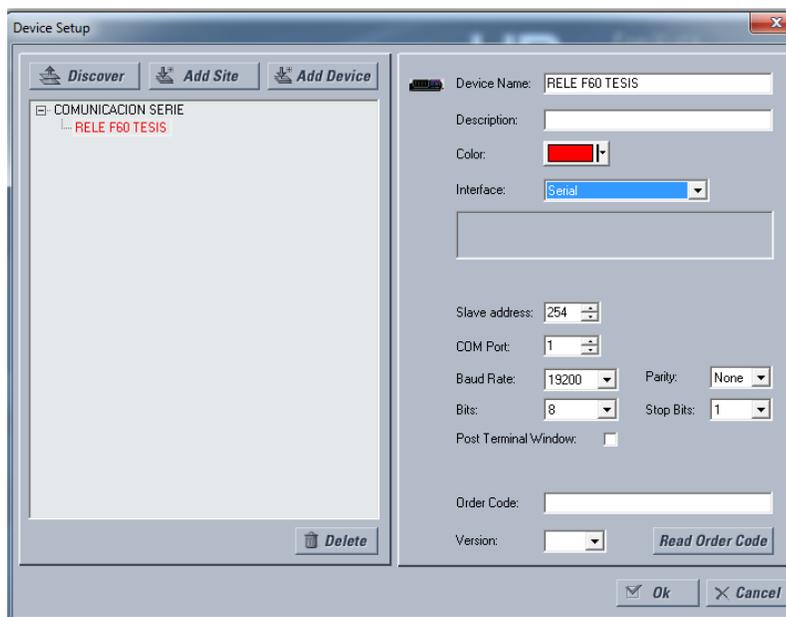


Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

- Introducir el nombre del sitio en el campo “*Sitie Name*”. Opcionalmente, añadir una breve descripción del sitio junto con el orden de presentación de dispositivos definidos para el sitio. Este método utiliza “comunicación serie” como el nombre del sitio; cuando haya terminado, hacer clic en el botón “ok”. El nuevo sitio aparece en la lista superior izquierda de la ventana “Configuración EnerVista UR”.
- Hacer clic en el botón “Configuración del dispositivo” (*Device Setup*); a continuación, seleccionar el nuevo sitio para volver a abrir la ventana.

- Hacer clic en el botón “Agregar dispositivo” (*Add Device*) para definir al nuevo dispositivo.
- Introducir un nombre en el “Device Name” de campo y una descripción (opcional) del sitio, así como un color que lo identifique. En este método se nombró RELE F60 TESIS.
- Seleccione “Serial” de la lista desplegable Interface. Esto muestra una serie de parámetros de la interfaz que se debe introducir para comunicaciones serie.

Figura 12. **Configuración de acceso por cable serie**



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.6

- Introducir la dirección del esclavo del relé, puerto COM, velocidad de transmisión, y los ajustes de paridad que los puede encontrar en

“SETTINGS - PRODUCT SETUP – COMMUNICATIONS-- SERIAL PORTS en el menú del relevador GE”.

- Hacer clic en el botón “Leer Orden de Código” (*Read Order Code*) para conectar con el dispositivo F60 y cargar el código de pedido. Si un error de comunicación ocurre, asegurarse de que los valores de configuración de comunicaciones serie EnerVista UR introducidos en el paso anterior se corresponden con los valores de ajuste del relé.
- Hacer clic en el botón “ok” cuando se haya recibido el código de pedido del relé. El nuevo dispositivo se agrega a la ventana “Lista de sitios” (ventana de línea) situado en la esquina superior izquierda de la ventana principal de configuración EnerVista UR.

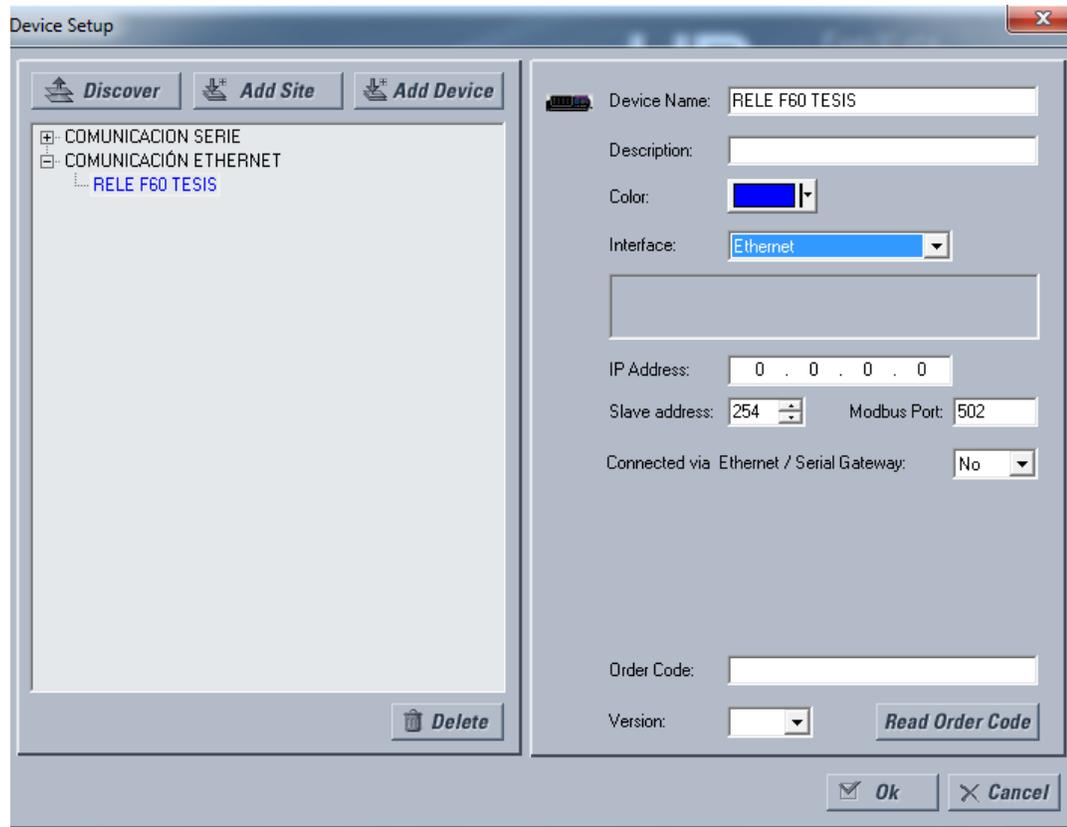
3.3.3. Configuración de acceso por Ethernet

Para comprobar el correcto funcionamiento de comunicación comprobar que el cable de red Ethernet está correctamente conectado al puerto Ethernet en la parte posterior del relé. Al configurar el relé para comunicaciones Ethernet, se define un sitio; a continuación, añadir el relé en modo dispositivo en ese equipo. El UR dispositivo debe estar en la misma subred.

- Seleccione la opción “UR” dispositivo del EnerVista Launchpad para iniciar la instalación EnerVista UR, como se muestra en la figura 11.
- Hacer clic en el botón *Device Setup*, como se muestra en la figura 12, para abrir la ventana de configuración del dispositivo, y hacer clic en el botón “Agregar Sitio” o “definir un nuevo sitio”.

- Introducir el nombre del sitio deseado en el campo “Nombre del sitio”. Si se desea, una breve descripción del sitio también se puede introducir a lo largo del orden de visualización de dispositivos definidos para el sitio. En este método, se utiliza “comunicación Ethernet” como el nombre del sitio. Hacer clic en el Botón “ok” cuando haya terminado.
- El nuevo sitio aparece en la lista superior izquierda de la ventana configuración de EnerVista UR. Hacer clic en el botón “Configuración del dispositivo” y luego seleccionar el nuevo sitio para volver a abrir la ventana.
- Hacer clic en el botón “Agregar dispositivo” para definir al nuevo dispositivo.
- Introducir un nombre en el “Device Name” de campo y una descripción (opcional) del sitio, así como un color que lo identifique. En este método se nombró RELE F60 TESIS.
- Seleccione “Ethernet” en la lista desplegable Interface. Esto muestra una serie de parámetros de interfaz que deben ser introducida para el correcto funcionamiento de Ethernet.

Figura 13. Configuración de acceso por Ethernet



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

- Introducir la dirección IP del relé que se desea conectar, esto se puede encontrar en la configuración *settings - product setup –communications - network - ip address*.
- Hacer clic en el botón “Leer Orden de Código” (*Read Order Code*) para conectar con el dispositivo F60 y cargar el código de pedido. Si un error de comunicación ocurre, asegurarse de que los valores de configuración de comunicaciones serie EnerVista UR introducidos en el paso anterior se corresponden con los valores de ajuste del relé.

- Hacer clic en el botón “ok” cuando se haya recibido el código de pedido del relé. El nuevo dispositivo se agrega a la ventana “Lista de sitios” situado en la esquina superior izquierda de la ventana principal de configuración EnerVista UR.

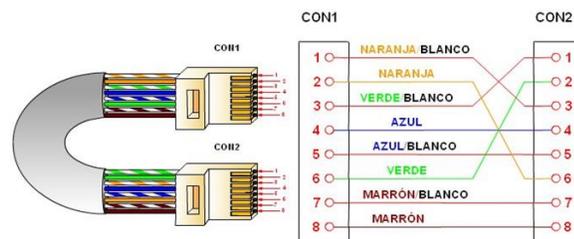
3.3.4. Puertos de conexión rápida

Para utilizar la función de conexión rápida para acceder a la F60 desde un ordenador a través de Ethernet; primero asignar una dirección IP desde el teclado del panel frontal del relevador.

- Pulsar la tecla “menu” hasta que aparezca el menú de configuración.
- Ir a la configuración: *settings - product setup - communications - network - ip address.*
- Introducir una dirección IP, "192.168.100.101", y seleccionar la tecla “enter” para guardar el valor. La cual es la matrícula que se le ha asignado dentro de la red. Básicamente, es una secuencia de cuatro grupos de tres números cada uno que siguen una secuencia lógica, la cual se puede comparar en la tabla I de este documento.
- En el mismo menú, seleccionar la opción “Máscara de subred IP”.
- Introducir una dirección IP de subred, "255.255.255.0", y pulsar la tecla “enter” para guardar el valor.

A continuación, utilizar un cable Ethernet cable cruzado para conectar el ordenador al puerto Ethernet posterior. En caso de que se necesite, la figura 15 muestra la conexión de un cable cruzado Ethernet.

Figura 14. **Configuración de cable cruzado Ethernet**

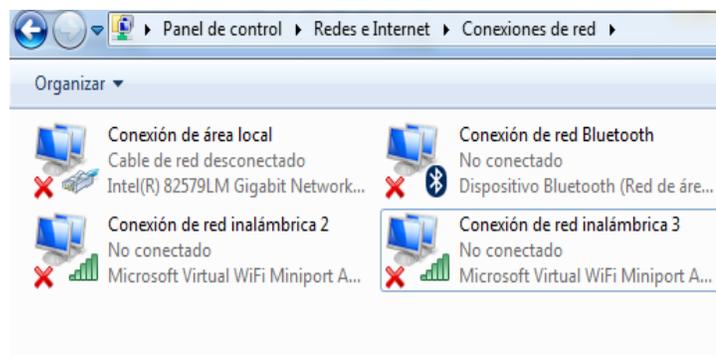


Fuente: *Configuración de cable cruzado Ethernet.*

<https://sites.google.com/site/wikiclaret/home/conexion-directa-tipo-cable-cruzado>. Consulta: 30 de septiembre de 2017.

- Desde el escritorio de Windows, hacer clic en el icono “Mis sitios de red” y seleccionar “Propiedades” para abrir las conexiones de red ventana.

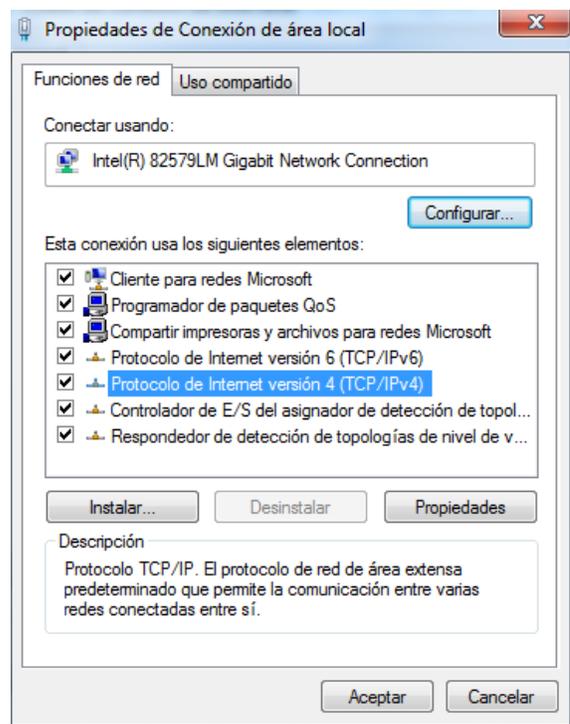
Figura 15. **Conexiones de red**



Fuente: elaboración propia, utilizando Windows 7.

- Hacer clic en el icono de “Conexión de área local” y seleccionar “Propiedades”.

Figura 16. **Conexión local de red con el IEDs**



Fuente: elaboración propia, utilizando Windows 7.

- Seleccionar el elemento “Protocolo de Internet” (TCP / IP) en la lista y hacer clic en el botón “Propiedades”.
- Hacer clic en la opción “Usar la siguiente dirección IP” cuadro.
- Introducir una dirección IP con los tres primeros números de la misma que la dirección IP del relé F60 y el último número diferente, así como se muestra en la tabla 1 de este apartado.

- Introducir una máscara de subred igual a la establecida en el F60, como se muestra en la tabla 1 de este apartado.

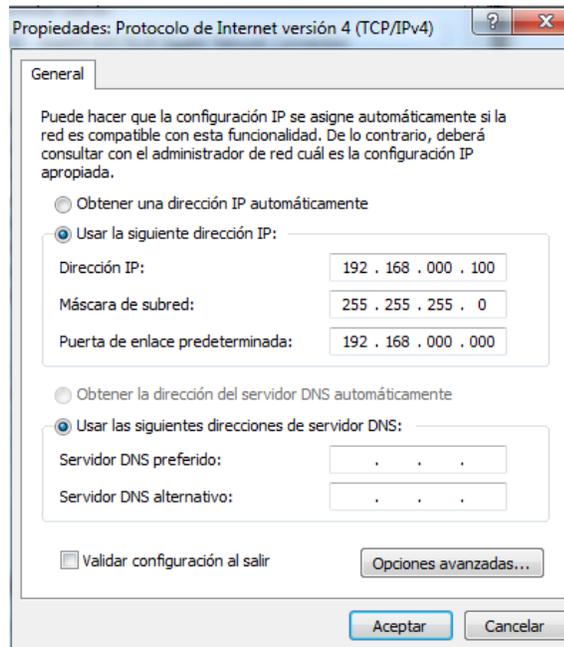
Tabla I. **Direcciones IP de los dispositivos GE**

Dispositivo	Dirección IP	Máscara de subred	Puerta de enlace
PC	192.168.000.100	255.255.255.000	192.168.000.000
GE F60-1	192.168.000.101	255.255.255.000	192.168.000.000
GE F60-2	192.168.000.102	255.255.255.000	192.168.000.000

Fuente: elaboración propia.

- Hacer clic en el botón “Aceptar” para guardar los valores.

Figura 17. **Configuración de la TCP/IP**



Fuente: elaboración propia.

3.4. Configuración de entradas y salidas binarias del relevador GE

Para verificar la correcta comunicación de dos relevadores de diferentes fabricantes es necesario tener señales configuradas de salida, así como de entrada, esto con el fin de obtener una respuesta a los mensajes GOOSE enviados o recibidos por los relevadores, por lo que se procede a la configuración rápida de entradas y salidas binarias para luego enviarlas por medio de un mensaje GOOSE.

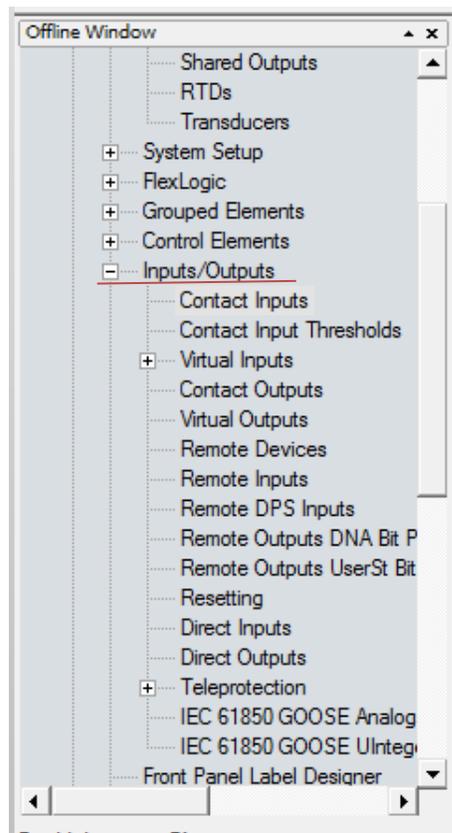
3.4.1. Configuración de entradas binarias

El menú de entradas de contacto contiene ajustes de configuración para cada entrada binaria, así como umbrales de voltaje para cada grupo de cuatro entradas de contacto. Al arrancar, el procesador del relé determina (a partir de una evaluación de los módulos instalados) que las entradas de contacto están disponibles y luego mostrará la configuración para sólo esas entradas.

La tensión de entrada de CC se compara con un umbral fijado por el usuario por lo que se debe mantener un nuevo estado de entrada de contacto para un tiempo de rebote para que el relevador GE valide el nuevo estado de contacto.

Para la configuración de las entradas binarias que serán enviadas hacia otro relevador es: “*settings - inputs/outputs - contact inputs*”.

Figura 18. **Menú desplegable de las entradas binarias**



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

Se abre la pestaña *Contact Inputs* y se procede a realizar la configuración de las mismas; en este caso se realizará el envío de 3 variables por lo que se configurarán las siguientes entradas: entrada 1, entrada 2 y entrada 3; para cada una se les habilita los eventos para ser mostrados y leídos en el panel de eventos en un futuro. La configuración quedaría de la siguiente manera:

Figura 19. **Configuración de las entradas binarias**

SETTING	PARAMETER
[P5A] Contact Input 1 ID	ENTRADA 1
[P5A] Contact Input 1 Debounce Time	2.0 ms
[P5A] Contact Input 1 Events	Enabled
[P5C] Contact Input 2 ID	ENTRADA 2
[P5C] Contact Input 2 Debounce Time	2.0 ms
[P5C] Contact Input 2 Events	Enabled
[P6A] Contact Input 3 ID	ENTRADA 3
[P6A] Contact Input 3 Debounce Time	2.0 ms
[P6A] Contact Input 3 Events	Enabled
[P6C] Contact Input 4 ID	Cont Ip 4
[P6C] Contact Input 4 Debounce Time	2.0 ms
[P6C] Contact Input 4 Events	Disabled
[P7A] Contact Input 5 ID	Cont Ip 5
[P7A] Contact Input 5 Debounce Time	2.0 ms
[P7A] Contact Input 5 Events	Disabled
[P7C] Contact Input 6 ID	Cont Ip 6
[P7C] Contact Input 6 Debounce Time	2.0 ms
[P7C] Contact Input 6 Events	Disabled

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

3.4.1.1. Configuración del umbral de las entradas

Los umbrales de entrada de contacto determinan el voltaje mínimo requerido para detectar una entrada de contacto cerrada, esta debe seleccionarse de acuerdo a los valores voltaje continuo (V_{cc}) de la siguiente tabla:

Tabla II. **Umbral de las entradas**

Núm.	Voltaje mínimo	Voltaje fuente
1	17 V_{cc}	24 V_{cc}
2	33 V_{cc}	48 V_{cc}
3	84 V_{cc}	110 V_{cc} a 125 V_{cc}
4	166 V_{cc}	250 V_{cc}

Fuente: elaboración propia.

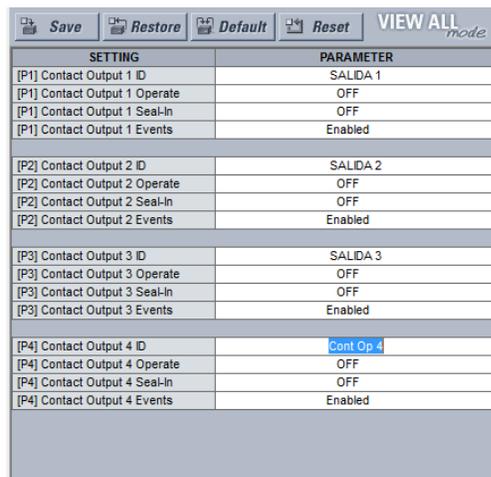
3.4.2. Configuración de salidas binarias

Al arrancar el relé, el procesador principal determinará a partir de una evaluación de los módulos instalados en el relevador; cuáles salidas de contacto están disponibles y presentan los ajustes para solo estas salidas; por lo que si su configuración del relevador no cuenta con un módulo de salidas no podrá realizar dicha configuración.

Para la configuración de las salidas binarias que serán recibidas por medio de las señales GOOSE del relevador que envía es: path: *settings - inputs/outputs - contact outputs - contact output h1*.

Se puede asignar un nombre a cada salida de contacto al igual que las entradas, por lo que la señal que puede operar una salida de contacto puede ser cualquier operando FlexLogic (salida virtual, estado del elemento, entrada de contacto o entrada virtual).

Figura 20. Configuración de las salidas binarias



SETTING	PARAMETER
[P1] Contact Output 1 ID	SALDA 1
[P1] Contact Output 1 Operate	OFF
[P1] Contact Output 1 Seal-In	OFF
[P1] Contact Output 1 Events	Enabled
[P2] Contact Output 2 ID	SALDA 2
[P2] Contact Output 2 Operate	OFF
[P2] Contact Output 2 Seal-In	OFF
[P2] Contact Output 2 Events	Enabled
[P3] Contact Output 3 ID	SALDA 3
[P3] Contact Output 3 Operate	OFF
[P3] Contact Output 3 Seal-In	OFF
[P3] Contact Output 3 Events	Enabled
[P4] Contact Output 4 ID	Cont Op 4
[P4] Contact Output 4 Operate	OFF
[P4] Contact Output 4 Seal-In	OFF
[P4] Contact Output 4 Events	Enabled

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

3.5. Configuración de parámetros de envío

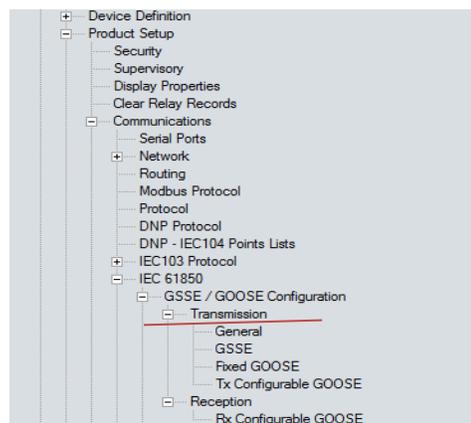
En este apartado se realizará la configuración de las señales binarias que se desean enviar hacia otro relevador GE; estos dos son del mismo fabricante y el mismo modelo.

Este método muestra cómo configurar la transmisión y recepción de tres IEC 61850-7 elementos de datos: un único estado del punto de valor, sus banderas de calidad asociados y un valor analógico de punto flotante.

3.5.1. Configuración de la transmisión

Configurar el conjunto de datos de transmisión al hacer los siguientes cambios en el menú *product setup - communication - iec 61850 protocol - gsse/goose configuration - transmission - configurable goose - configurablegoose 1 - config gse 1 dataset items del menú de ajustes:*

Figura 21. Menú desplegable de la transmisión



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

Los campos a modificar son:

- *Set ITEM 1 to “GGIO1.ST.Ind1.q”* sirve para indicar las banderas de calidad de la indicación de estado GGIO1 1.
- *Set ITEM 2 to “GGIO1.ST.Ind1.stVal”* Sirve para indicar el valor de estado GGIO1 1.
- *Set ITEM 3 to “MMXU1.MX.Hz.mag.f”* sirve para indicar la magnitud de frecuencia analógica para MMXU1 (la frecuencia medida para SRC1) donde SRC1 es una fuente de alimentación.
- El dispositivo UR se debe reiniciar antes de que estos ajustes tengan efecto.

Figura 22. **Configuración de los parámetros de envío**

SETTING	PARAMETER
GOOSEOut 1 Function	Enabled
GOOSEOut 1 ID	GOOSE
GOOSEOut 1 Destination MAC	00 00 00 00 00 00
GOOSEOut 1 VLAN Priority	4
GOOSEOut 1 VLAN ID	0
GOOSEOut 1 ETYPE APPID	0
GOOSEOut 1 ConfRev	1
GOOSEOut 1 Retransmission Curve	Relaxed
GOOSEOut 1 Dataset Item 1	GGIO1.ST.Ind1.q
GOOSEOut 1 Dataset Item 2	GGIO1.ST.Ind1.stVal
GOOSEOut 1 Dataset Item 3	MMXU1.MX.Hz.mag.f
GOOSEOut 1 Dataset Item 4	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 5	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 6	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 7	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 8	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 9	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 10	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 11	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 12	None

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

3.6. Configuración de parámetros de recepción

Configurar el conjunto de datos de recepción al hacer los siguientes cambios en el menú *product setup - communication - iec 61850 protocol - gsse/goose configuration - reception - configurable goose - configurable goose 1 - config gse 1 dataset items* de los valores en el menú:

- Set *ITEM 1* to “GGIO3.ST.Ind1.q” para indicar las banderas de calidad para la indicación de estado GGIO3 1.
- Set *ITEM 2* to “GGIO3.ST.Ind1.stVal” para indicar el valor de estado para indicar el estado GGIO3 1.
- Set *ITEM 3* to “GGIO3.MX.AnIn1.mag.f” para indicar la magnitud analógica para GGIO3 entrada analógica 1.

Figura 23. Configuración GGIO3

SETTING	PARAMETER
GOOSEIn 1 Dataset Item 1	GGIO3.ST.Ind1.stVal
GOOSEIn 1 Dataset Item 2	GGIO3.ST.Ind2.stVal
GOOSEIn 1 Dataset Item 3	None
GOOSEIn 1 Dataset Item 4	None
GOOSEIn 1 Dataset Item 5	None

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

3.6.1. Configuración de la recepción

El conjunto de datos de recepción ahora contiene un indicador de calidad, un solo valor booleano, y un análogo de punto flotante. Esto coincide con el conjunto de datos de configuración de la transmisión anterior.

3.6.2. Configurar los ajustes de servicio GOOSE

En los dispositivos UR de recepción se deberán de configurar las entradas y salidas que servirán como accionamientos de las señales de recepción realizando los siguientes cambios en *inputs/outputs - remote devices - remote device 1*

- “*REMOTE DEVICE 1 ID*” para que coincida con la cadena de “*GOOSE ID*” para el dispositivo transmisor. Enter “*GOOSEOut_1*”.
- “*REMOTE DEVICE 1 ETYPE APPID*” para que coincida con el ID de aplicación *EtherType* desde el dispositivo transmisor. esto es “0” en el inciso anterior de la configuración de envío.
- “*REMOTE DEVICE 1 DATASET VALUE*”. Este valor representa el número de conjunto de datos en uso. Ya que estamos usando GOOSE configurable 1 en este método, el programa de este valor como “*GOOSEIn 1*”.

Figura 24. Configuración de parámetros de recepción

P

SETTING	PARAMETER
Remote Device 1 ID	GOOSEOut_1
Remote Device 1 ETYPE APPID	0
Remote Device 1 DATASET	GOOSEIn 1
Remote Device 2 ID	Remote Device 2
Remote Device 2 ETYPE APPID	0
Remote Device 2 DATASET	Fixed
Remote Device 3 ID	Remote Device 3
Remote Device 3 ETYPE APPID	0
Remote Device 3 DATASET	Fixed
Remote Device 4 ID	Remote Device 4
Remote Device 4 ETYPE APPID	0
Remote Device 4 DATASET	Fixed
Remote Device 5 ID	Remote Device 5
Remote Device 5 ETYPE APPID	0
Remote Device 5 DATASET	Fixed

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

4. CONFIGURACIÓN DE MENSAJES GOOSE ENTRE RELEVADORES SEL

Los sistemas de protección, automatización y control SEL cuentan con un sistema unitario completo con la velocidad, la capacidad y la flexibilidad para combinar un control de la subestación con protección de interruptor de alta velocidad en un sistema económico.

Para la comunicación de mensajes GOOSE entre relevadores SEL es necesario configurar estos mensajes utilizando la herramienta AcSELerator Architect de SEL; se puede descargar del siguiente link: <https://selinc.com/products/5032/>.

4.1. Introducción al software AcSELerator Architect

El software acSELerator Architect es una aplicación de Microsoft Windows que agiliza la configuración y la documentación del control IEC 61850-7 y las comunicaciones SCADA para los relés de la marca SEL que cuentan con este protocolo de comunicación.

4.1.1. Arquitectura de software

Para la configuración de dispositivos SEL en instalaciones IEC 61850-7 se debe utilizar conjuntamente el software acSELerator QuickSet y acSELerator Architect. Específicamente, Architect proporciona un medio para configurar y documentar las configuraciones de comunicaciones IEC 61850-7 entre dispositivos SEL y dispositivos de múltiples fabricantes.

También, se puede realizar el importe y exporte los archivos de lenguaje de configuración de la subestación (SCL) para simplificar la implementación del sistema.

Detecta e informa errores al comparar automáticamente los archivos SCL con los requisitos de IEC 61850-7.

4.1.2. Requisitos del sistema

El panel frontal del relé o el software de configuración de acSELerator QuickSet y acSELerator Architect se pueden utilizar para comunicarse con el relé. La interfaz de software es el método preferido para editar ajustes y ver valores reales.

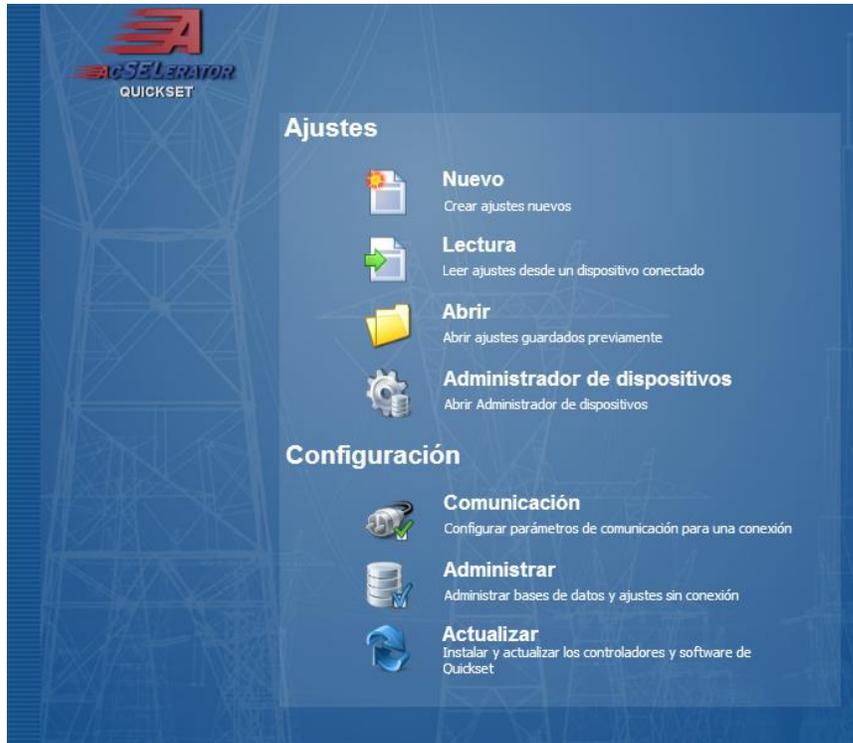
Los requisitos mínimos del sistema para el software de configuración son los siguientes:

- Microsoft Windows 10, 32 o 64 bits
- Microsoft Windows 7, 32 o 64 bits

4.2. Instalación

Después de asegurarse de que se cumplen los requisitos para utilizar el software de configuración acSELerator QuickSet y acSELerator Architect, instalar el software desde el DVD o descargar el software de <https://selinc.com> e instalarlo siguiendo las instrucciones de instalación que proporciona el software, luego inícielo dándole doble clic al ícono hasta que aparezca la pantalla de bienvenida.

Figura 25. **Pantalla de bienvenida**



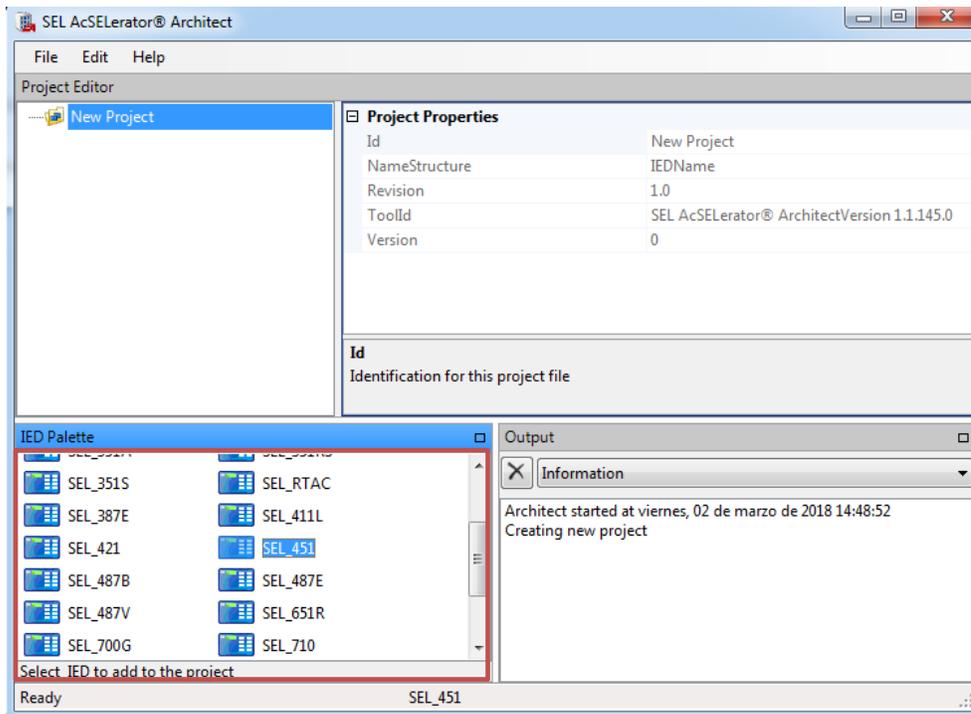
Fuente: elaboración propia, utilizando el software Acselevator Quickset.

4.3. Configuración de mensajes GOOSE en acSELERator Architect

Después de tener el configurado el relevador SEL por medio del software Acselevator Quickset, se abre el software acSELERator Architect, en el cual aparecerá la ventana de la figura 26.

En esta ventana se debe seleccionar en la IED Palette, el relevador que se estará utilizando. En este caso se seleccionará el SEL 451.

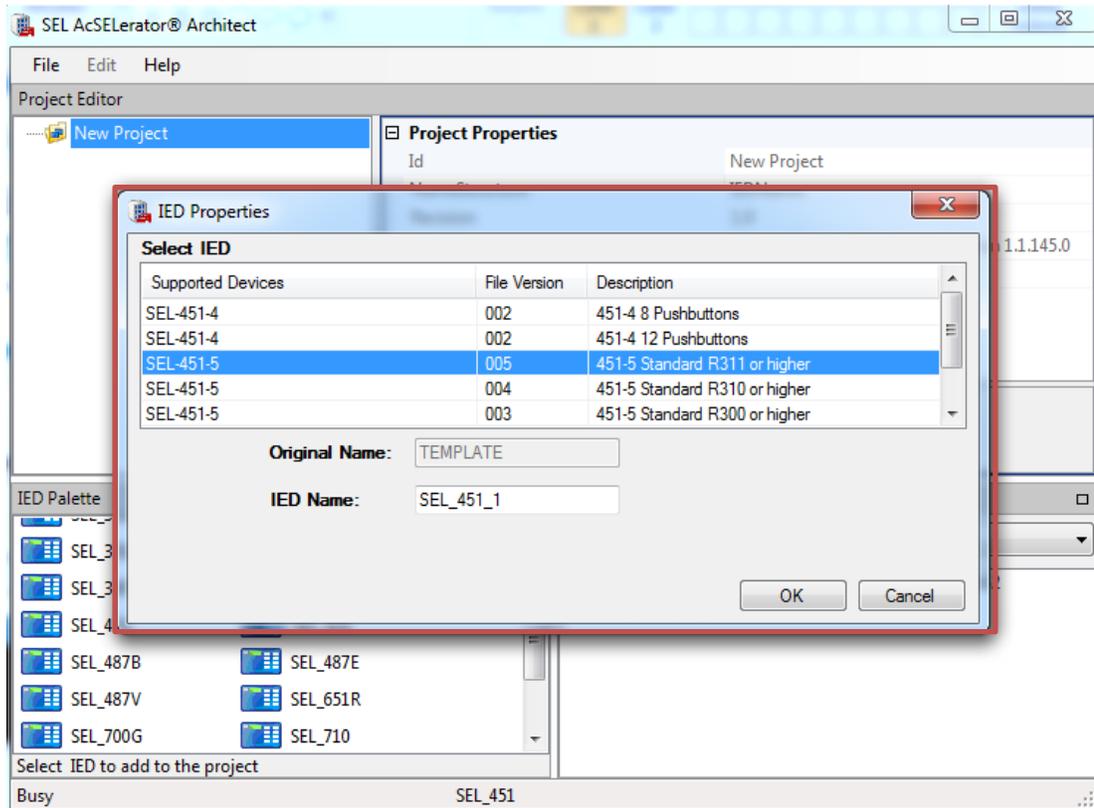
Figura 26. Inicio de software acSELerator Architect



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELerator Architect.

Luego de seleccionar el relevador que se estará utilizando (en este caso es un SEL 451) para la mensajería GOOSE, se deberá de arrastrarlo hacia la ventana superior; al realizar esta acción aparecerá una ventana donde se debe seleccionar el tipo de versión de relevador que se implementará, esta información se puede obtener leyendo el manual del relevador o sus especificaciones si se tiene presente; en este caso se seleccionará la versión 5 del relevador, como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Menú de propiedades de relevador seleccionado



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

4.3.1. Propiedades de la configuración del relevador emisor

Para la configuración de los mensajes GOOSE se deberá de ingresar los datos que corresponden a cada equipo; en este caso se debe saber cuál es la dirección IP del equipo que se está configurando.

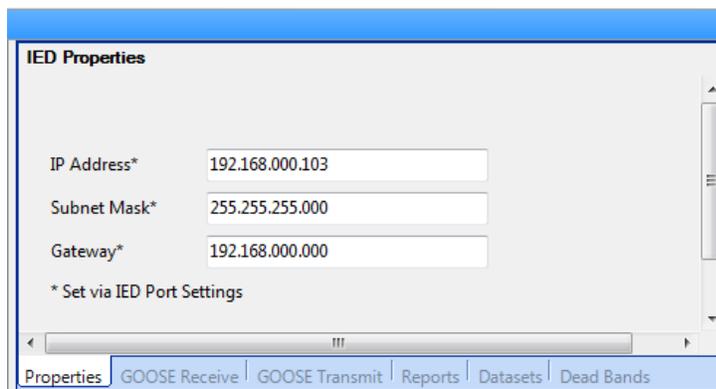
Introducir una dirección IP con los tres primeros números de la misma que la dirección IP de los relés SEL y el último número diferente, así como se muestra en la tabla 1 de este apartado.

Tabla III. **Direcciones IP de los dispositivos SEL**

Dispositivo	Dirección IP	Máscara de subred	Puerta de enlace
PC	192.168.000.100	255.255.255.000	192.168.000.000
SEL 487B	192.168.000.103	255.255.255.000	192.168.000.000
SEL 451	192.168.000.104	255.255.255.000	192.168.000.000

Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Configuración de las propiedades de comunicación**

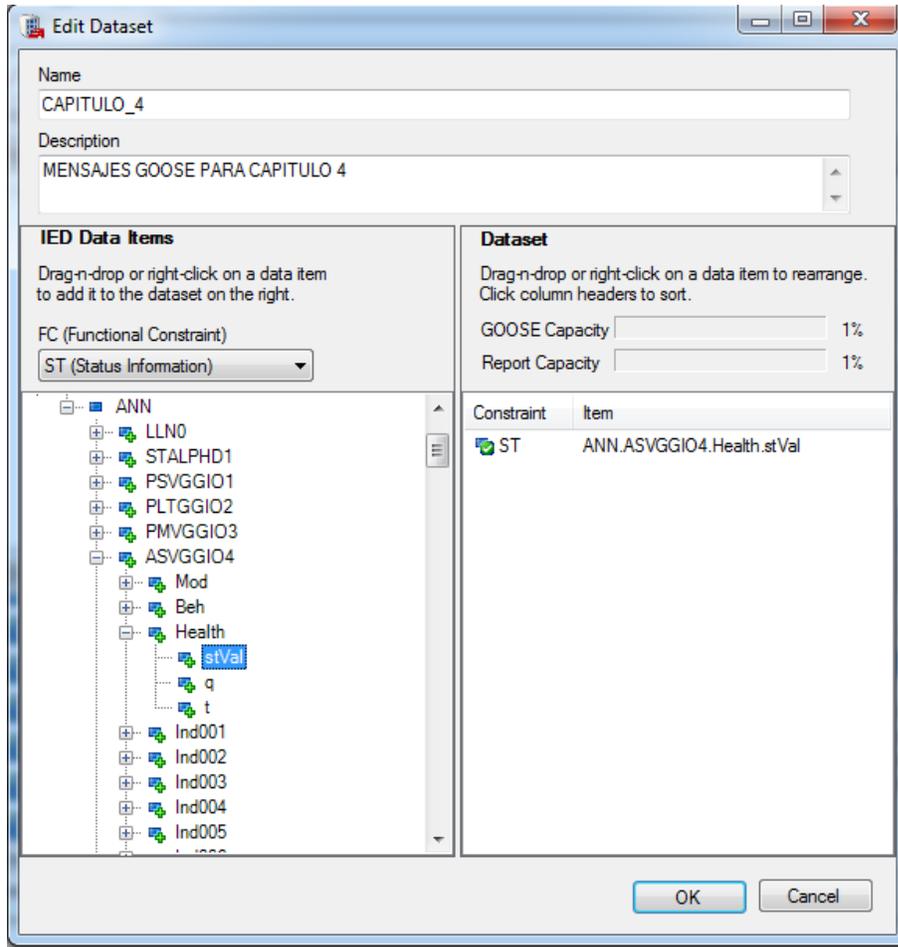


Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELerator Architect.

4.3.2. Selección de los *Dataset* para el envío

Se debe seleccionar uno de los *Dataset* que ya tiene por *default* este relevador o crear uno nuevo; al abrir el *Dataset* que se utilizará se debe buscar la señal que se desea enviar por “GOOSE” en la columna “IED Data Item”; este valor se deberá arrastrarlo a la columna *Dataset*, como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Selección de los *Dataset SEL*



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

4.3.3. Configuración de la transmisión del GOOSE

Se selecciona la pestaña de *GOOSE Transmit*, en esta pestaña se crea el GOOSE que se desea que envíe al relevador SEL; para luego seleccionar el GOOSE y cambiar las propiedades de cada uno. Lo primero es seleccionar el *dataset* que se desea publicar, las prioridades de VLAN, la dirección MAC de destino, el APP ID, entre otros.

Figura 30. **Configuración de la transmisión del GOOSE**

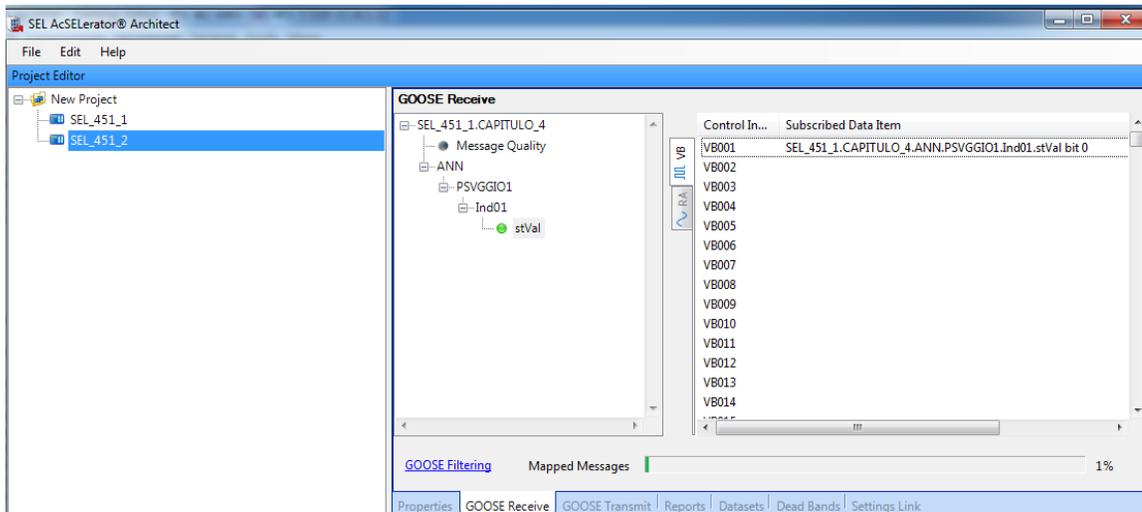
The image shows a software dialog box titled "Edit GOOSE Transmit". It contains several input fields and a section for network address configuration. The fields are: Message Name (CAPITULO_4), Description (Este ejemplo fue realizado para el capítulo 4 de la tesis PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE DOS), Goose ID (IDENTIDAD_DEL_PAQUE_GOOSE), Configuration Revision (1), Min. Time (mS) (4), Max. Time (mS) (1000), and Dataset (CFG.LLN0.CAPITULO_4). The Address section includes MAC Address (01-0C-CD-01-00-14), APP ID (0x1014), VLAN ID (0x001), and VLAN PRIORITY (4). There are OK and Cancel buttons at the bottom right.

Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELerator Architect.

4.3.4. **Configuración de la recepción del GOOSE**

Al tener seleccionado y creado el GOOSE se debe configurar para que este se envíe a otro relevador; en este caso se enviará al relevador SEL_451_2; para ello se debe seleccionar el relevador que se quiere suscribir y luego buscar la señal que se desea suscribir, arrastrándola a la ventana donde se encuentran mostrados los *Virtual bit*, como se muestra en la figura 31.

Figura 31. Configuración de la recepción del GOOSE

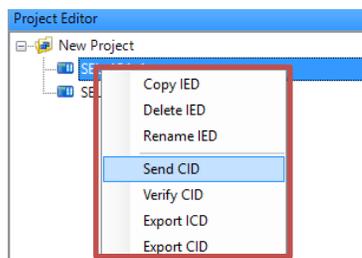


Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELerator Architect.

4.3.5. Envío del archivo CID

Al tener suscritas y configuradas las señales, se debe poder enviarlas al relevador, dándole clic derecho sobre el IED y seleccionando la función de enviar, como se muestra en la figura 32.

Figura 32. Envío del archivo CID



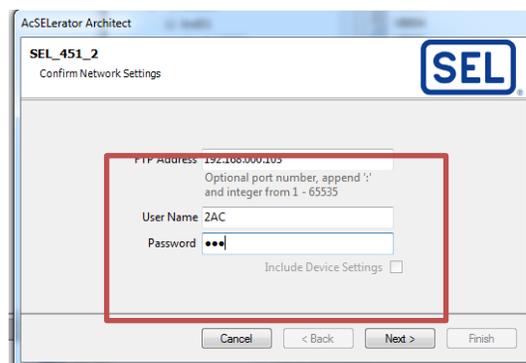
Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELerator Architect.

Previo a que se envíe la configuración de mensajes GOOSE, se deben llenar los campos que se solicitan, estos vienen definidos por fábrica; por lo que estas contraseñas pueden variar dependiendo el modelo de relevador SEL que se esté utilizando, por lo que se deberá de leer el manual para saber el usuario y la contraseña correcta.

Para este método se utiliza el siguiente usuario y contraseña.

- *FTP Address* usualmente se coloca la dirección IP del equipo.
- *User Name*: el usuario en el caso de esta marca de relevadores, los usuarios por default regularmente son 2AC o FTPUSER; de no funcionar cualquiera de esos dos usuarios, se debe revisar en las configuraciones del relé o su manual si tiene configurado otro usuario.
- *Password*: la contraseña es 2AC, de no funcionar esta contraseña, se debe revisar en las configuraciones del relé o su manual si tiene configurado otro usuario.

Figura 33. **Contraseña y usuario de envío**



The screenshot shows a software window titled "AcSElerator Architect" with a sub-window "SEL_451_2 Confirm Network Settings". The SEL logo is in the top right. A red box highlights the following fields: "FTP Address" (192.168.000.103), "User Name" (2AC), and "Password" (2AC). A note below the FTP address says "Optional port number, append ':' and integer from 1 - 65535". There is an "Include Device Settings" checkbox which is unchecked. At the bottom are buttons for "Cancel", "< Back", "Next >", and "Finish".

Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

Al terminar de llenar los campos necesarios, se selecciona “siguiente”; si los datos ingresados son correctos, se envía la configuración sin ningún problema.

5. COMUNICACIÓN MENSAJE GOOSE SEL-GE & GE-SEL

Para la configuración de mensajes GOOSE se debe recordar que contiene un número de parámetros configurables, todos deben ser correctamente configurados para lograr el éxito de la transferencia de datos. Es fundamental que los conjuntos de datos configurados en los dispositivos de transmisión y recepción son un exacto partido en términos de estructura de datos, y que las direcciones de GOOSE y cadenas de nombres que coincida exactamente. La configuración manual es posible, pero el software de configuración de la subestación de terceros puede ser utilizado para automatizar el proceso. El programa de instalación EnerVista UR software puede producir IEC 61850-7 archivos de la CIE y de importación archivos IEC 61850-7 SCD producidos por un configurador subestación.

El siguiente método muestra los pasos para la configuración necesaria para transferir IEC 61850-7 elementos de datos entre dos dispositivos de diferentes fabricantes. Los pasos generales necesarios para la configuración de la transmisión son:

- Configurar el conjunto de datos de transmisión
- Configurar los valores del servicio de GOOSE
- Configurar los datos

Los pasos generales necesarios para la configuración de recepción son:

- Configurar el conjunto de datos de recepción
- Configurar los valores del servicio de GOOSE

- Configurar los datos

5.1. Configuración del conjunto de datos de transmisión

Bitácora sobre la recepción de mensajes GOOSE enviados por un relé SEL-487B y recibidos por un relé GE-F60. Algunos de los pasos más importantes son:

Configurar los ajustes de servicio GOOSE al hacer los siguientes cambios en el menú *product setup - communication - iec 61850 protocol - gsse/goose configuration - transmission*.

Figura 34. Configuración de transmisión, General Electric

SETTING	PARAMETER
GOOSEOut 1 Function	Enabled
GOOSEOut 1 ID	F60_1_GOOSE
GOOSEOut 1 Destination MAC	01 0C 00 00 00 01
GOOSEOut 1 VLAN Priority	4
GOOSEOut 1 VLAN ID	0
GOOSEOut 1 ETYPE APPID	1
GOOSEOut 1 ConfRev	1
GOOSEOut 1 Retransmission Curve	Released
GOOSEOut 1 Dataset Item 1	GGIO1.ST.Ind1.stVal
GOOSEOut 1 Dataset Item 2	GGIO1.ST.Ind2.stVal
GOOSEOut 1 Dataset Item 3	GGIO1.ST.Ind3.stVal
GOOSEOut 1 Dataset Item 4	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 5	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 6	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 7	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 8	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 9	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 10	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 11	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 12	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 13	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 14	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 15	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 16	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 17	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 18	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 19	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 20	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 21	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 22	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 23	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 24	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 25	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 26	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 27	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 28	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 29	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 30	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 31	None
GOOSEOut 1 Dataset Item 32	None

Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

Los datos a modificar en el relevador General Electric para envío son los siguientes:

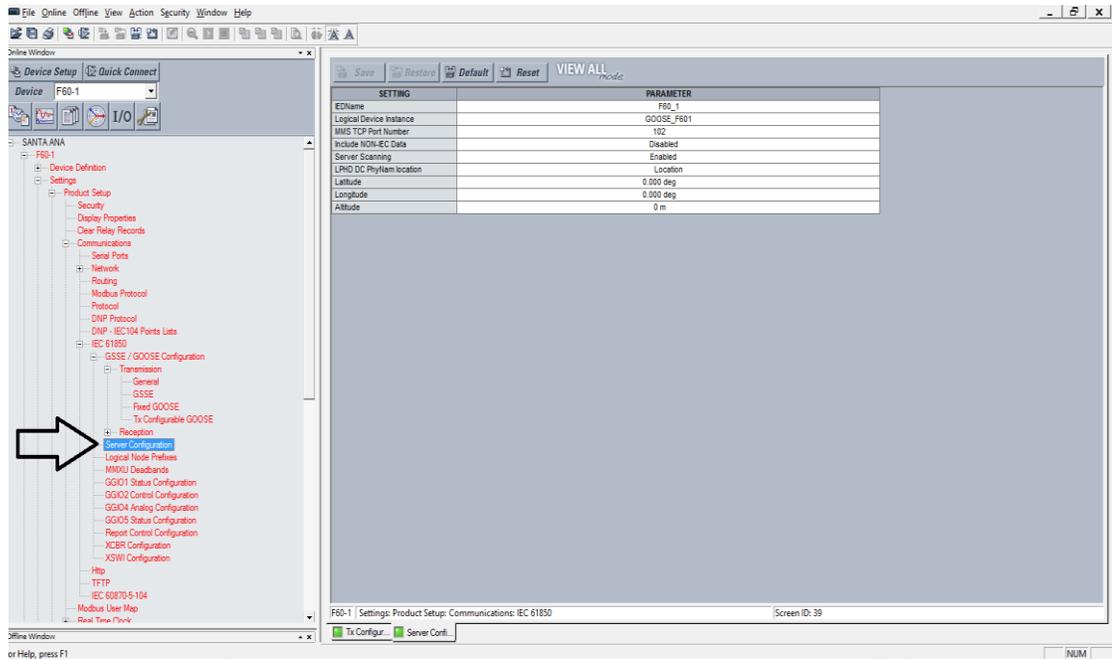
- *Set CONFIG GSE 1 FUNCTION "Enabled".*
- Set CONFIG GSE 1 ID a una cadena descriptiva correspondiente (el valor por defecto es "GOOSEOut_1") el cual será el nombre del paquete de mensaje GOOSE que deseamos publicar en la red.
- Set CONFIG GSE 1 DST MAC a una dirección de multidifusión (Esta MAC puede ser cualquiera, aunque los equipos tienen algunos rangos de acuerdo a sus marcas, para SEL obtenerlo de acSELeator *Architect*).
- Ajuste el CONFIG GSE 1 VLAN PRIORITY; Será la prioridad del mensaje GOOSE que se está publicando, el valor por defecto de "4" está bien para este método.
- Ajuste el CONFIG GSE 1 VLAN ID; el valor por defecto es "0", pero algunos interruptores pueden requerir que este valor es "1".
- Ajuste el CONFIG GSE 1 ETYPE APPID. Este valor representa el ID de aplicación del canal por el cual se publicará el mensaje y debe coincidir con la configuración en el receptor (el valor por defecto es "0").
- Establecer el valor CONFIG GSE 1 CONFREV. Este valor cambia automáticamente como se describe en la norma IEC 61850 parte 7-2. para este método puede dejarse en su valor predeterminado, el cual cambiara de acuerdo a las modificaciones que se le realicen a la transmisión del mensaje.

- Configure el conjunto de datos de transmisión.
- “GGIO1.ST.Ind1.q” indica las banderas de calidad, esta variable enviara un uno constante para verificar si el GOOSE se está publicando, por lo general es útil.
- “GGIO1.ST.Ind1.stVal” indica el valor de estado dando un cero o uno.

5.1.1. Configuración del servicio de comunicación General Electric

Configurar los ajustes de settings *-product setup -communications - iec 61850 protocol -server configuration* para identificar el RELE en la publicación de la red, estos son datos propios del relé, por lo cual debe ser diferente a otros relés ya que no pueden existir duplicados, si es así habrá conflicto en los mensajes.

Figura 35. Configuración de servicio



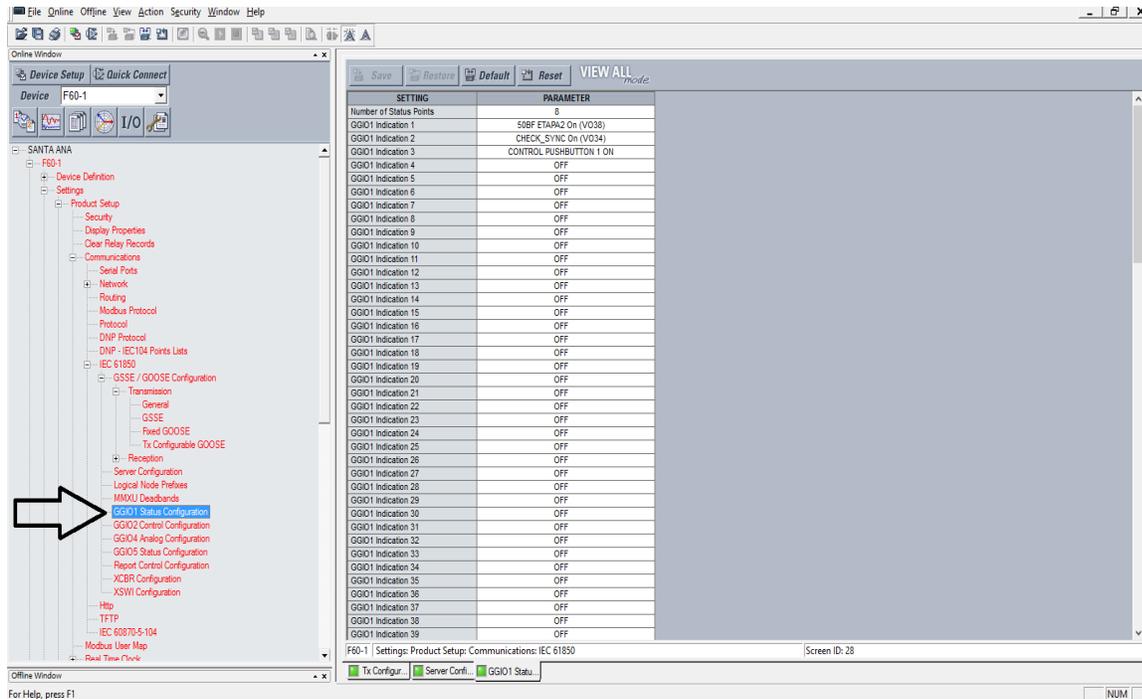
Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

5.1.2. Configuración del estado de transmisión

Configure los datos al hacer los siguientes cambios en el menú *product setup -communication - iec 61850 protocol - ggio1 status configuration*:

- Conjunto “GGIO1 INDICATION 1”: utilizado para proporcionar el estado de GGIO1.ST.Ind1.stVal que colocamos en el inciso núm. 1, aquí se configura el elemento que se desea enviar en este paquete, una entrada de contacto, entrada virtual, un estado de los elementos de protección, entre otros.
- El F60 se debe reiniciar antes de que estos ajustes tengan efecto.

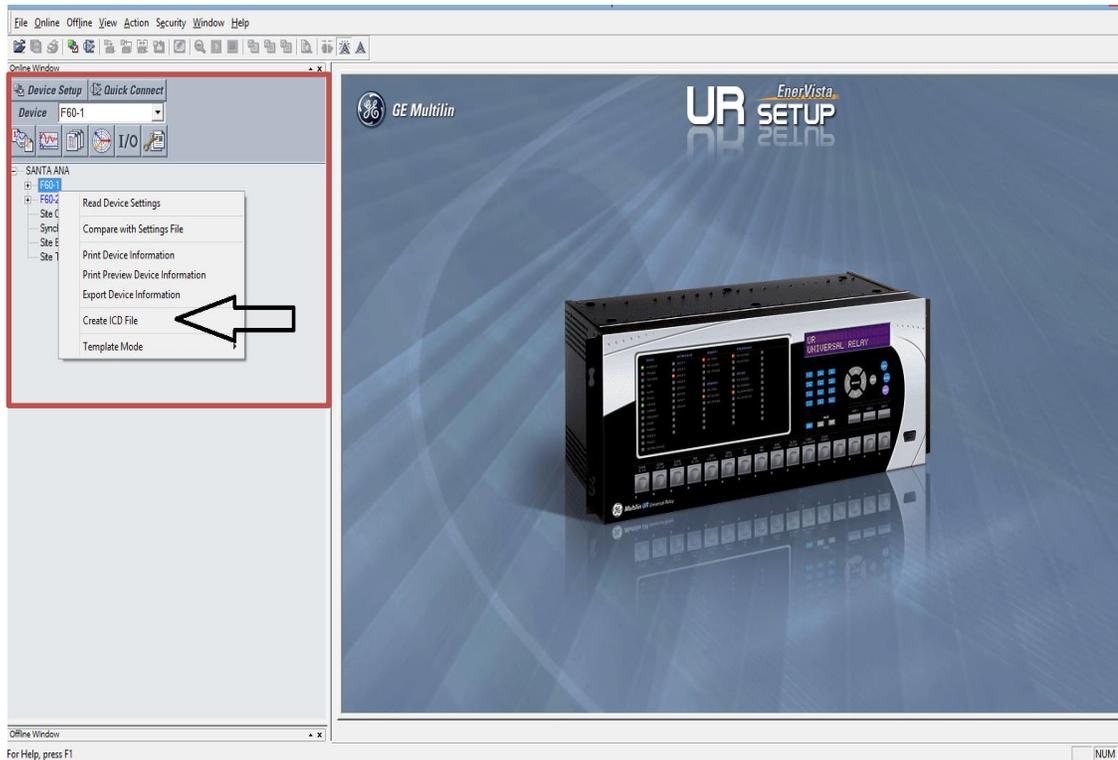
Figura 36. Estado de transmisión



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

Después que se reinició el relé, se da clic derecho en el para crear un ICD de la configuración que se realiza.

Figura 37. Creación de ICD

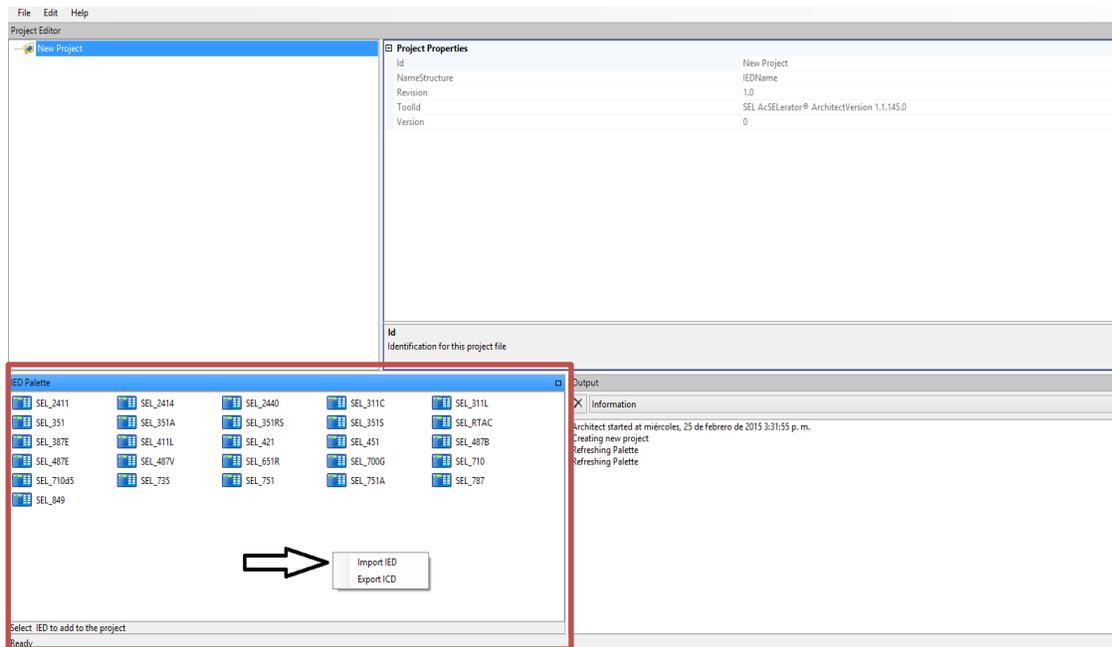


Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista Launchpad.

5.1.3. Creación de un nuevo IED desde acSElerator Architect para General Electric

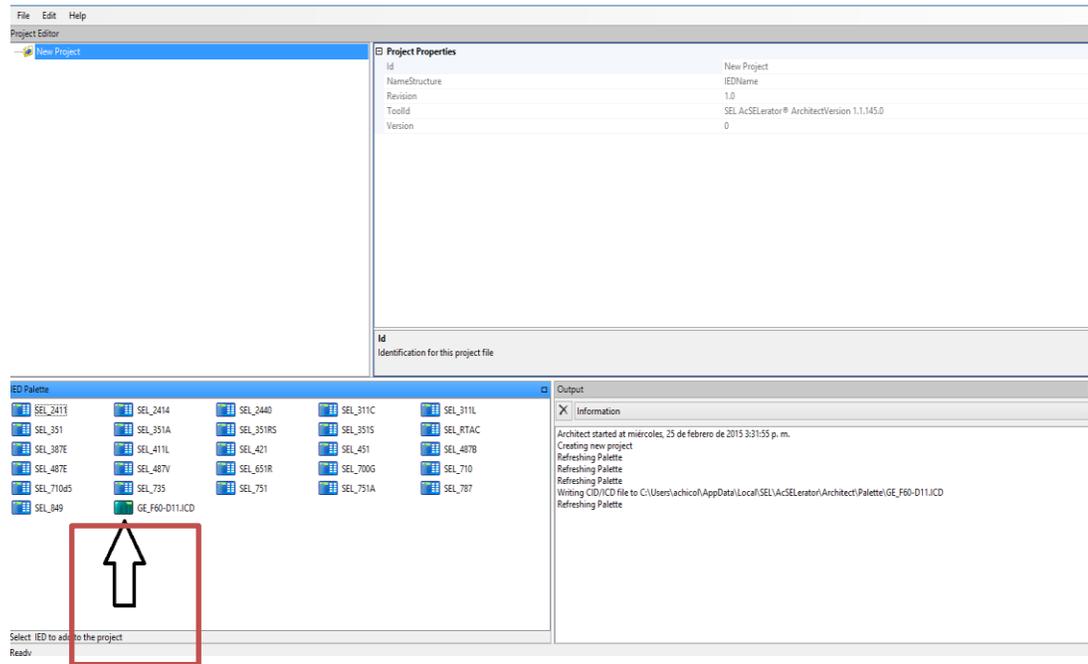
Se abre acSElerator Architect y se importa un IED (nuevo Relé), que es el ICD que se crea en el inciso anterior; este aparecerá como un nuevo dispositivo de color verde.

Figura 38. Creación de un nuevo IED



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSEerator Architect.

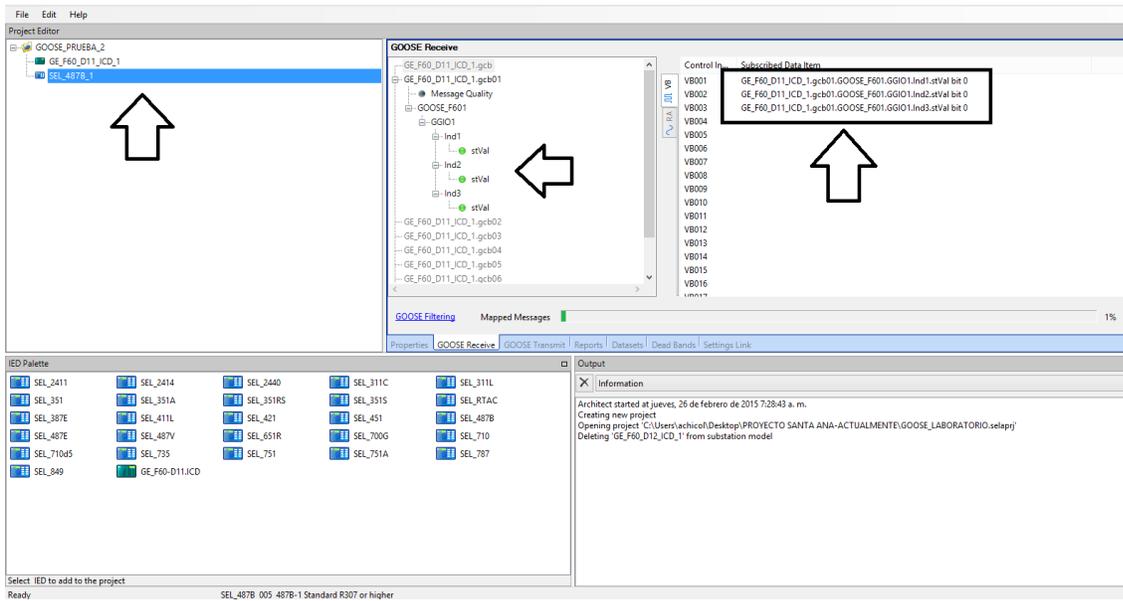
Figura 39. IED creado para otro fabricante



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELERator Architect.

Se agregan los dispositivos que se van a comunicar y se asignan las variables que se quiere que el relé SEL se suscriba.

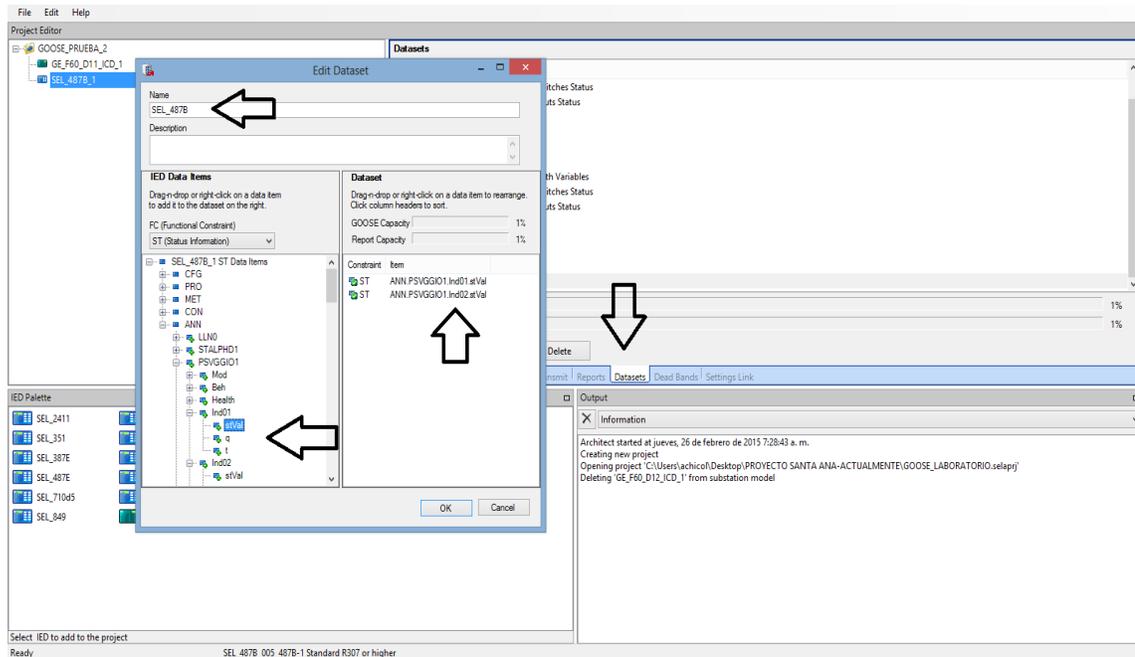
Figura 40. Variables a suscribir



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

Luego se escogen las variables que se quieren que el relé SEL publique, las cuales se mandaran a llamar cuando se envíe la configuración al relé. Se da clic en *Dataset* y *new* para crear un nuevo *Dataset*. En este caso se asignaron las PSV01 y la PSV02; de la misma forma se colocó el nombre de SEL_487B.

Figura 41. Publicaciones del relevador SEL



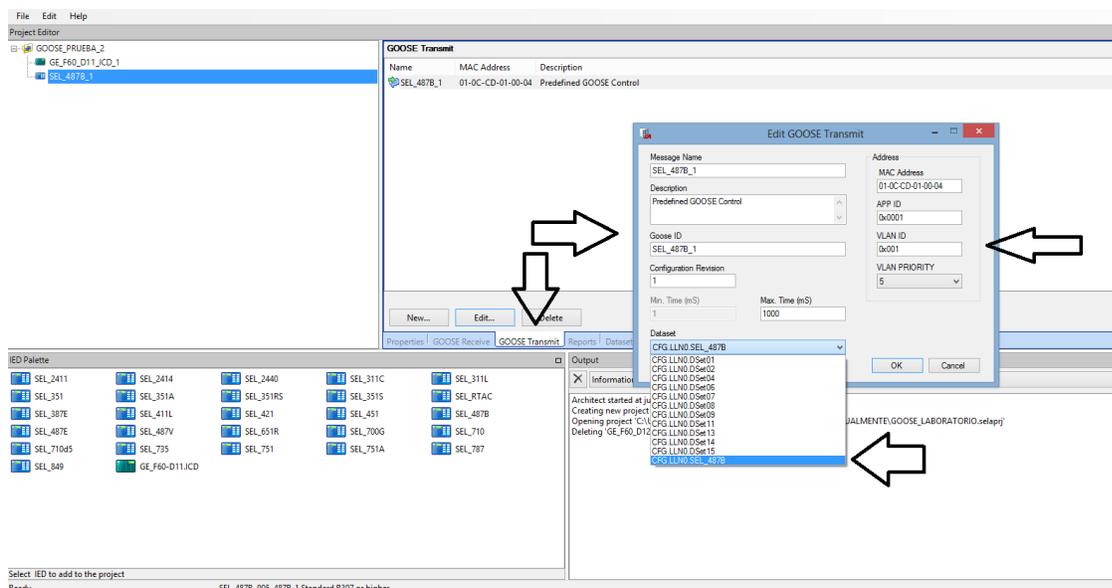
Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

Donde dice GOOSE Trasmite hacer uno nuevo o editar el existente y asignar el datasets correspondiente (el que anteriormente se hizo) en este apartado se debe de tomar mucha importancia a los datos que aquí se asignen.

- Goose ID: es el nombre del mensaje GOOSE que se envían a la red, por lo que con este mismo nombre se debe llamarlo en la recepción.
- MAC: en este caso *Architect* da una por defecto.
- APP ID: es el canal por el cual se enviará el mensaje GOOSE, por lo que en la recepción se colocará.

- VLAN ID: es un dispositivo de red virtual el cual se crea para transmitir el mensaje.
- *VLAN PRIORITY*: por defecto es igual a 4, (0-7) cero menos prioridad y 7 máxima prioridad).
- *Max Time*: tiempo de reseteo del mensaje, se deja por defecto.

Figura 42. Datos a transmitir en el relevador SEL

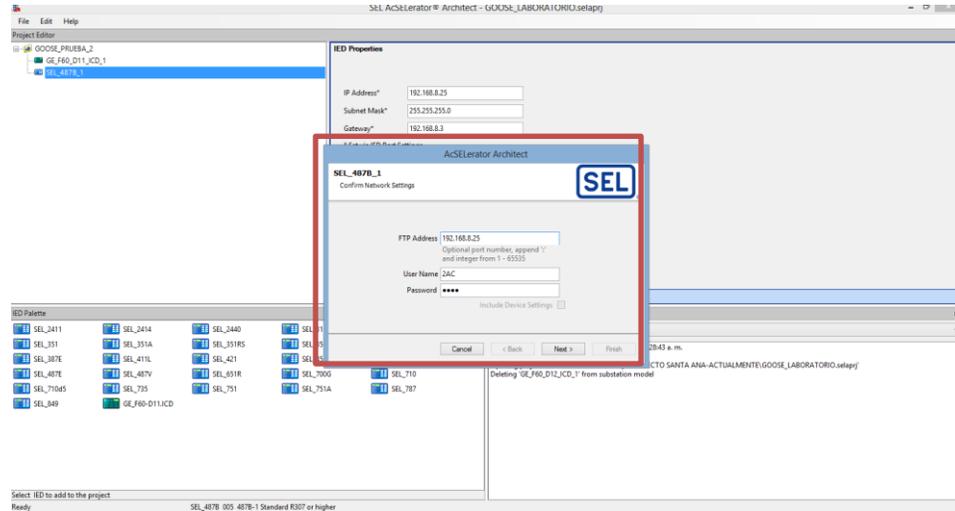


Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSElerator Architect.

Se envía la configuración al relé con su IP correspondiente, nivel 2 y clave de nivel 2:

- *User Name*: 2AC
- *Password*: TAIL

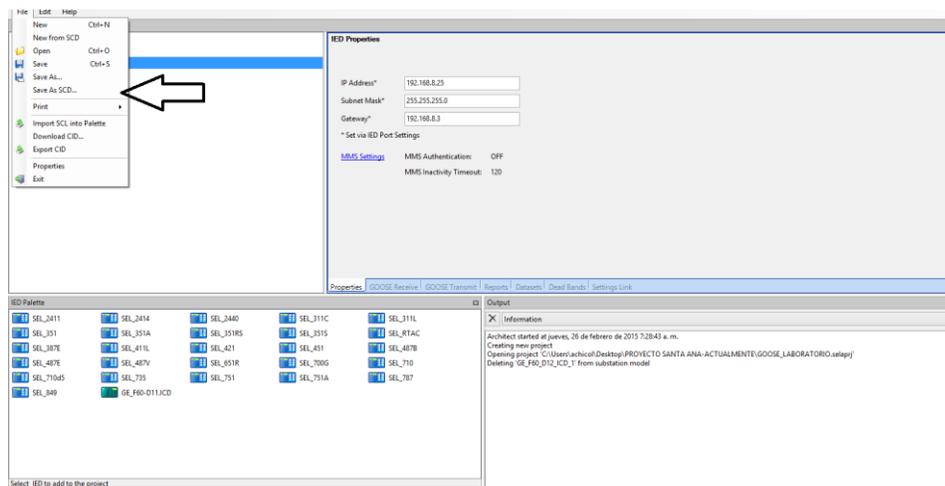
Figura 43. Envío de los datos al relevador SEL



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELERator Architect.

Luego de eso se guarda como un archivo SCD para abrirlo con Enervista ViewPoint Engineer.

Figura 44. Guardar archivos SEL como SCD



Fuente: elaboración propia, utilizando el software acSELERator Architect.

5.2. Recepción de los datos GOOSE en el relevador General Electric

Luego de abrir EnerVista ViewPoint Engineer se busca el configurador de IEC 61850 de un *setting* ya guardado, puede ser cualquiera; lo que interesa es abrir el configurador.

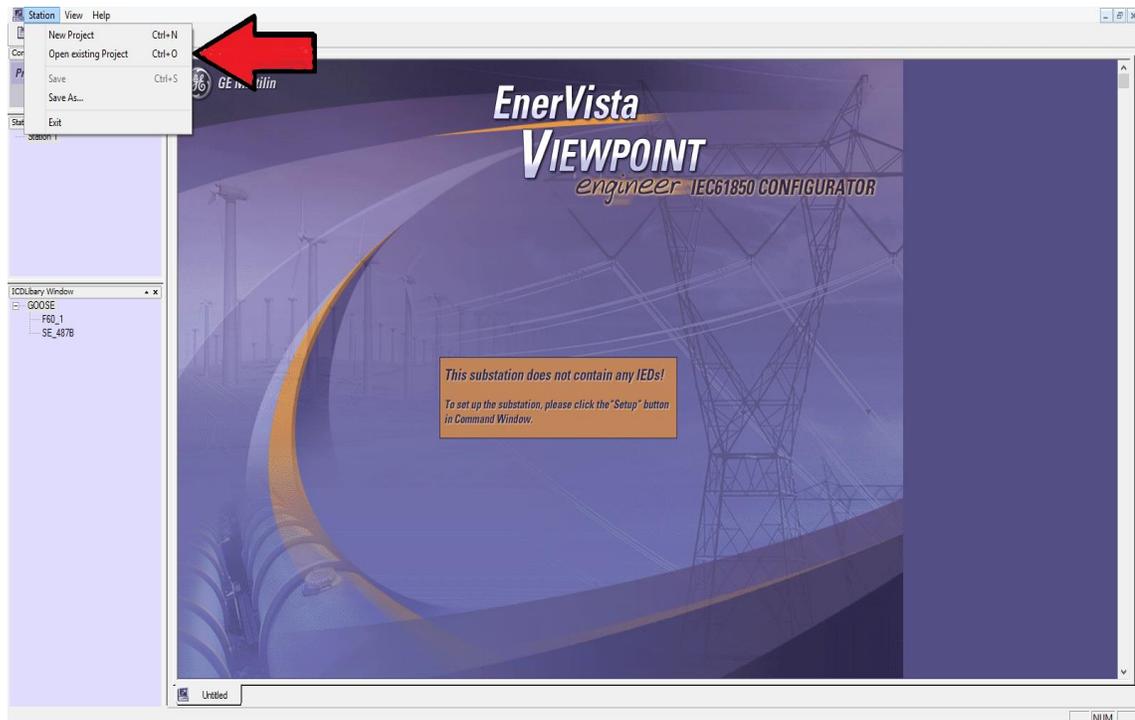
Figura 45. Enviar GOOSE desde EnerVista Engineer



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista ViewPoint Engineer.

Una vez ejecutado el configurador de IEC 61850 se da clic en “*sistem configurator*” y se abre un proyecto, el cual será el archivo SCD que se guarda anteriormente.

Figura 46. Nuevo proyecto en Enervista Engineer

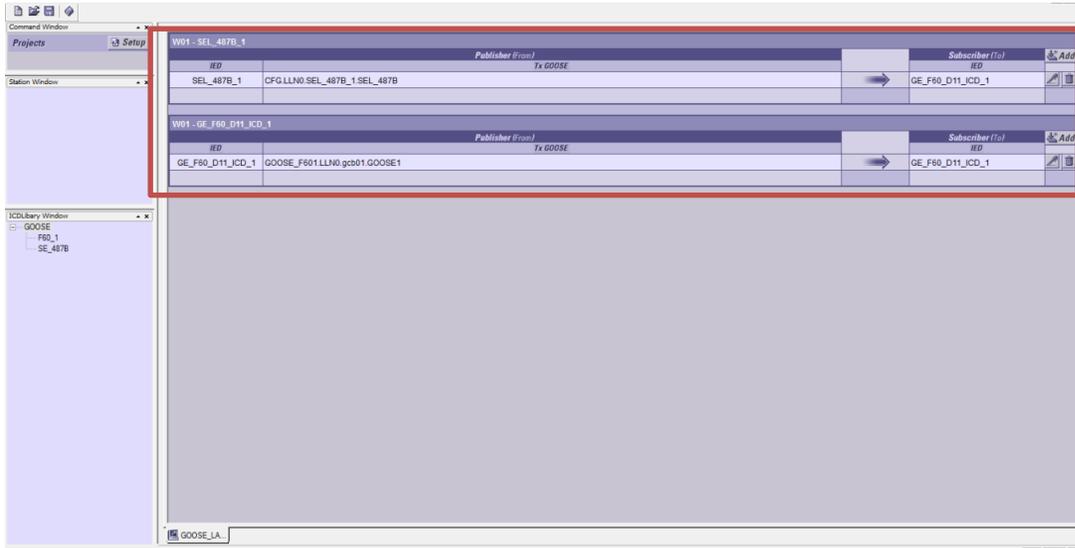


Fuente: elaboración propia, utilizando el software Enervista ViewPoint Engineer.

5.2.1. Envío de los mensajes GOOSE Tx y Rx desde Enervista ViewPoint Engineer

Se selecciona los GOOSE Tx y Rx de donde se quiere transmitir y recibir, el cual quedará de la siguiente manera.

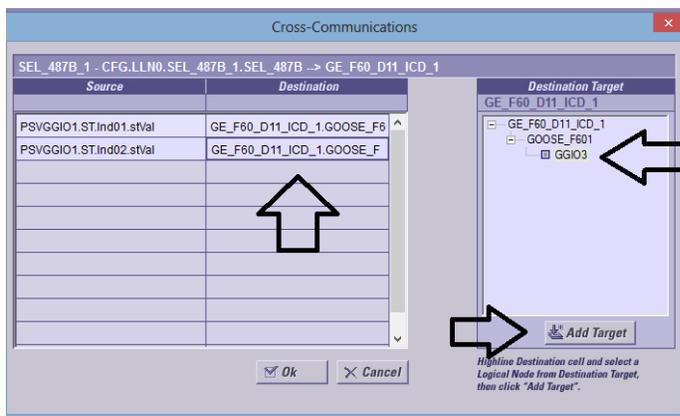
Figura 47. Mensajes GOOSE en software Enervista Engineer



Fuente: elaboración propia, utilizando el software Enervista ViewPoint Engineer.

Luego se asignan las variables que el equipo SEL está enviando, en este caso son las PSV01 y la PSV02, se asignan al relé GE.

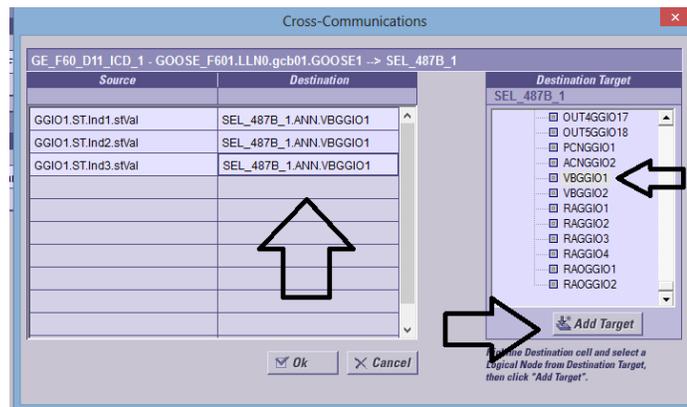
Figura 48. Variables que el equipo SEL está enviando



Fuente: elaboración propia, utilizando el software Enervista ViewPoint Engineer.

De la misma forma, se hace lo mismo para el envío de los mensajes GOOSE al relé SEL; esto es solamente para que el relé GE se configure su envío; en este caso se enviarán para que se suscriba por medio de una VB001, VB002 y VB003 asignando los valores de acuerdo a los ST.ind1.stVal.

Figura 49. **Variables suscritas del equipo SEL**



Fuente: elaboración propia, utilizando el software Enervista ViewPoint Engineer.

Luego de asignar las debidas suscripciones, se guarda el archivo y se cierra. En Enervista ViewPoint Engineer se da clic derecho en un sitio y se exporta el archivo SCD; creará los archivos .urs con las configuraciones de los GOOSE que se configuraron.

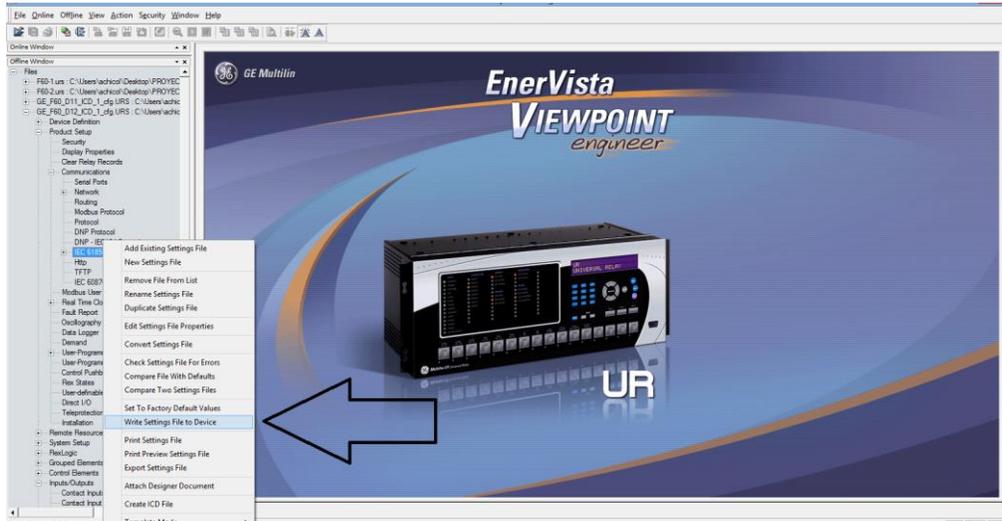
Figura 50. Exportar nuevo SCD desde Enervista Engineer



Fuente: elaboración propia, utilizando el software Enervista ViewPoint Engineer.

Luego que se crean los archivos urs se envían las configuraciones relacionados con la comunicación IEC; los archivos a enviar son los siguientes, como se muestra en las figuras 51 y 52.

Figura 51. Envío de los archivos IEC 61850-7 GOOSE



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista ViewPoint Engineer.

Figura 52. Archivos enviados al relevador General Electric



Fuente: elaboración propia, utilizando el software EnerVista ViewPoint Engineer.

Se deben tomar en cuenta estos parámetros para reemplazar a la configuración de otros parámetros que no sean de comunicación, ya que estos afectarían la configuración de parámetros de protección o configuración de señales que ya se tienen cargadas al relevador; luego que los parámetros de comunicación IEC hayan sido cargados de forma correcta a cada uno de los relevadores, se procede y se reinician los equipos para probar la configuración IEC 61850-7.

6. MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA

El mercado de la electricidad en Guatemala está dividido en tres áreas básicas que son las encargadas de llevar a cabo la energía hasta los consumidores finales: generación, transmisión y distribución, la cual ha ido evolucionando con el pasar de los años.

6.1. Evolución histórica del sector eléctrico en Guatemala

En Guatemala se organiza La Sociedad del Alumbrado Eléctrico en 1886, por gestiones iniciadas por el señor Julio Novella, este acontecimiento ocurre 4 años más tarde que Thomas A. Edison instalara la primera planta generadora en la calle Pearl en Nueva York.

En 1894 tres ciudadanos de origen alemán, entre ellos Enrique Neutze, y otros tres guatemaltecos organizan la Empresa Eléctrica de Guatemala. El año siguiente da inicio la construcción de la hidroeléctrica de Palín con una capacidad de producción de 0,732 MW, la cual brindó servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En el informe que el gerente dio a la junta general el 31 de julio de 1896 expreso: el resultado del primer semestre no es ni puede ser satisfactorio de ahí que a fines del mes de junio del mismo año se reportara una cuantiosa pérdida. A comienzos de 1897 se hicieron los trabajos necesarios para transportar la energía eléctrica a la ciudad capital, mientras que Siemens & Halske era el principal accionista y prestó servicios de asesoría hasta 1910.

El 11 de octubre de 1894, el presidente José María Reyna Barrios declara de utilidad pública la Empresa de Electricidad que don Enrique Neutze formó con el financiamiento de Siemens & Halske.

Después de 25 años, en 1919 la Electric Bond and Share, EBASCO, se convierte en su arrendataria, mientras que para 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el propósito de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades del gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas con lo que la hidroeléctrica Santa María pasa a ser propiedad del Estado. Durante la década de 1950 se construye en Zacapa la hidroeléctrica Río Hondo; posteriormente, en 1959 según Decreto 1287 del Congreso de la República es fundado el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, por intermedio de los señores Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo, que estipula en su ley de creación que se constituiría como la entidad encargada de planificar, proyectar, construir y aportar financiamiento a las obras e instalaciones requeridas para atender las necesidades de energía eléctrica del país.

El INDE inició operaciones con una generación de 8,3 MW y en ese entonces existían en el país 54 MW instalados. Durante esta fase inicial entre 1964 y 1965, el INDE instaló en forma emergente la planta accionada por Diesel en San Felipe Retalhuleu con una capacidad de 2,4 MW así como la planta térmica de Escuintla con una capacidad total de 25 MW y la turbina de gas en la finca Mauricio con una capacidad de 12,50 MW.

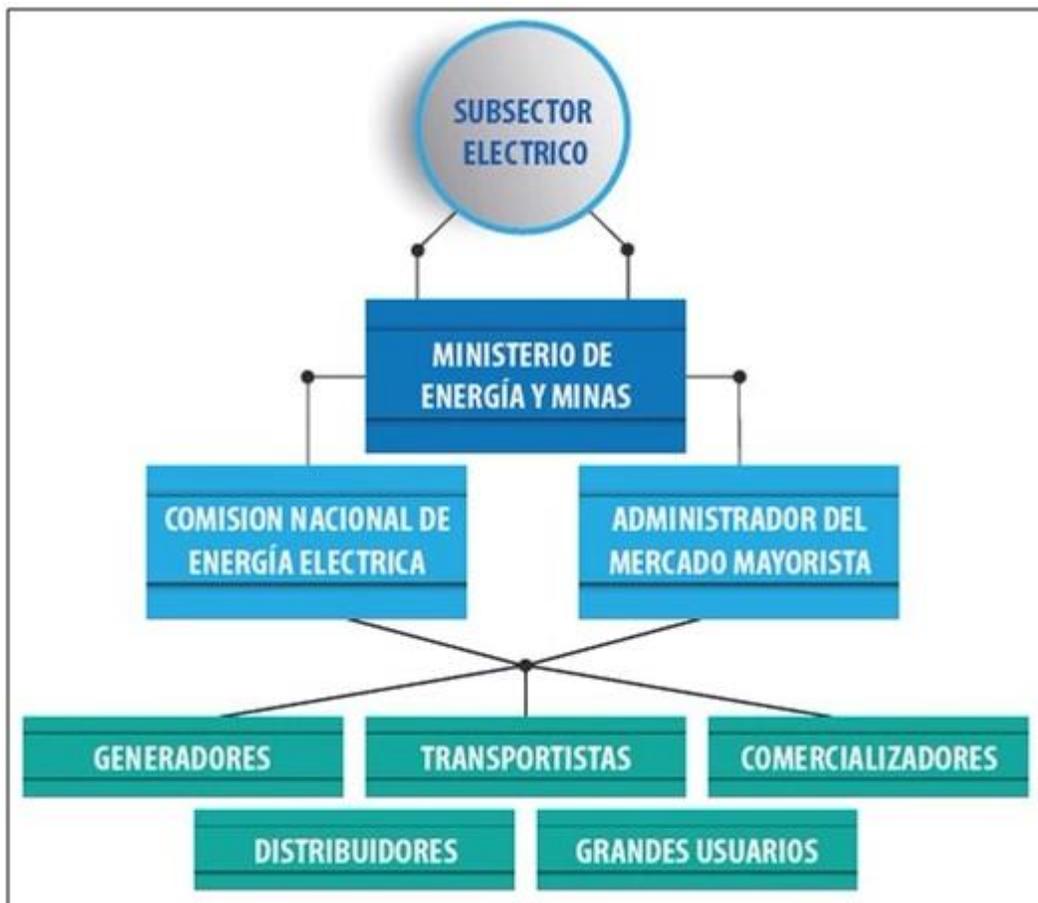
Durante el periodo comprendido de 1961 a 1966 el INDE y la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) operaron conjuntamente el sistema central interconectado. La demanda de energía obligó a la ampliación del sistema, de esta manera la capacidad de la hidroeléctrica Santa María es ampliada a 6,8 MW mientras que se construye la hidroeléctrica Los Esclavos con una capacidad de 13 MW. Este hecho es significativo para la electrificación nacional, por cuanto constituyó el punto de partida del sistema eléctrico, que de un sistema central interconectado pasó a constituir un sistema nacional interconectado, SIN, con una cobertura más amplia.

Entre 1969 y 1985, el INDE desarrolló un programa de instalación de plantas térmicas y otras de generación hidráulica, Jurún Marinalá, Aguacapa y Chixoy, que estructuraron una oferta de generación mayoritariamente hídrica. No obstante, en 1991, el fenómeno del Niño causó estragos y obligó a que en 1992 se iniciaran las operaciones de generadoras privadas, con la aparición de multinacionales como ENRON y más tarde Duke Energy. La contratación en un marco de emergencia de ENRON, establece condiciones favorables para que el sector de la agroindustria se incorpore como cogenerador. Se instalan posteriormente las plantas SIDEGUA, Las Palmas, LAGOTEX, Poliwatt, TAMPA, Guatemala Generating Group (GGG), las hidroeléctricas Secacao, Pasabién, Poza Verde, Las Vacas, Río Bobos, Canadá y las geotérmicas Calderas y Zunil.

El 15 de noviembre de 1996 se publica la *Ley general de electricidad* bajo el Decreto 93-96 del Congreso de la República dando lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, creada con la finalidad de crear condiciones propicias para los participantes del nuevo marco competitivo en las ramas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El 2 de abril de 1997 se publica el *Reglamento de la ley general de electricidad* contenido en el Acuerdo Gubernativo 256-97 mientras que el 1 de junio de 1998 se publica el *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*, AMM, entidad privada sin fines de lucro, cuya finalidad es coordinar las transacciones entre los participantes del mercado mayorista de electricidad garantizando la competencia en un mercado libre en Guatemala.

Figura 53. **Distribución del sector eléctrico de Guatemala**



Fuente: Ministerio de energía y Minas. *Informe estadístico de la Dirección General de Energía Guatemala 2016*. <http://www.mem.gob.gt/energia/informe-estadistico-dge-2016/>. Consulta: 10 de junio de 2018.

6.2. Aplicaciones de este trabajo en el mercado eléctrico de Guatemala

Debido a la variedad de sectores existentes en el mercado eléctrico de Guatemala, se ha realizado este trabajo investigativo para dos relevadores con marcas específicas, siendo estas un relevador GE y un relevador SEL; tomando en cuenta que la inclinación hacia estas marcas únicamente es por fines educativos, por lo que, debido a la complejidad de las configuraciones solamente se ha basado en dos fabricantes, tomando en cuenta que las configuraciones y los pasos mostrados pueden ser aplicables para otros fabricantes no descritos en este trabajo de investigación.

Dado que en Guatemala existe una diversidad de empresas de energía eléctrica y a la libre comercialización que en Guatemala existe, se hace necesario que todas las empresas participantes en el sector eléctrico deban en algún momento comunicar sus dispositivos entre sí, y para ello el protocolo IEC 61850-7 por medio del mensaje GOOSE lo hace posible teniendo un mismo lenguaje de comunicación de los relevadores de protección o equipos en la subestación sin importar la marca o dispositivo que se esté trabajando, siempre y cuando estos dispositivos trabajen bajo la norma IEC 61850-7.

CONCLUSIONES

1. Se realizó la investigación necesaria sobre el principio de funcionamientos y las características de los relevadores de protección en una subestación eléctrica, para la cual la integración del protocolo IEC 61850 puede ser trabajado en un mismo servidor de comunicaciones, teniendo en cuenta las configuraciones de los permisos o los mensajes publicados en la red, para que así otros relevadores con funciones IEC 61850 pueda suscribirse a ellos.
2. La Norma IEC-61850-7 presenta una serie de criterios y fundamentos, que se deben considerar para realizar una correcta comunicación entre relevadores de diferentes fabricantes, ya que es el estándar internacional para la comunicación en subestaciones permite la integración de todas las funciones de protección, control, medición y monitoreo; además, proporciona los medios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad.
3. La modernización, la ampliación y los mantenimientos de las subestaciones eléctricas que utilizan el protocolo IEC 61850-7 es mucho más sencillo, ya que todas las señales y comandos se encuentran en una red de comunicación.
4. Los mensajes GOOSE que se encuentran en la red de comunicación están disponibles para que los relevadores que se encuentren conectados a la misma red de comunicaciones se les pueda otorgar permisos para la suscripción a los paquetes de mensajes GOOSE que se

desea se suscriban, siempre y cuando los relevadores soporten el protocolo de comunicación IEC 61850-7.

5. La ingeniería de los relevadores es realizada a través de herramientas con especificaciones de cada fabricante, las cuales son configuraciones que traducen las capacidades del relevador al SCL (*substation configuration description language*) el cual permite el intercambio de información entre herramientas de configuración de diferentes fabricantes para asegurar la compatibilidad de diversas versiones de relevadores y de diferentes fabricantes.

RECOMENDACIONES

1. Investigar los requerimientos y las características de los relevadores de acuerdo a lo que se desea implementar debido a que no todos los relevadores soportan este protocolo de comunicación, tomando en cuenta que la norma IEC 61850 es un estándar internacional, que surgió de la necesidad de unificación de protocolos, tanto estandarizados (IEC 60870-5-101 y 104, Modbus, DNP, entre otros), como los protocolos propios de cada fabricante; por lo que con el fin de conseguir unificar un solo lenguaje de comunicación, se puede especificar los protocolos deseados en el momento de la compra del relevador de protección.
2. Debido a la interoperabilidad de la norma se recomienda utilizar la filosofía de conexión punto a punto, ya que se apoya sobre un mapeo de datos y lenguaje de programación únicos y que es independiente de la tecnología actual, por lo que proporciona soluciones que permiten la migración de sistemas de automatización de subestaciones tradicionales al protocolo IEC 61850-7.
3. Consultar los manuales de los relevadores de acuerdo a su fabricante, ya que cada fabricante tendrá diferentes formas de comunicación. Todo esto acorde a lo indicado en el inciso 2.3.3 de este trabajo de graduación donde se mencionan los inconvenientes del protocolo, ya que es un estándar complejo y difícil de entender, entre otras cosas, debido a que el usuario debe conocer cómo se llaman las distintas variables

codificadas en nemónicos que los fabricantes definieron en algún momento para tener una comunicación estándar entre ellos.

BIBLIOGRAFÍA

1. AXON GROUP, S. A. *Introducción al protocolo IEC-61850*. [En línea]. <http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php>. [Consulta: 25 de octubre de 2017].
2. GE- General Electric. *Documento: GE-F60 Main and instruction ANEXO C*. [En línea]. <<https://www.gedigitalenergy.com/multilin>>. [Consulta: 14 de noviembre de 2017].
3. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. *Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations, IEEE Std C37.2-1996*. Guatemala: IEEE, 1996. 122 p.
4. INTERNATIONAL STANDARD IEC 61850-Part 7-1. *Basic communication structure for substation and feeder equipment Principles and models*. Estados Unidos: McGraw-Hill, 2003. 182 p.
5. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. *Informe estadístico 2016*. [En línea]. <<http://www.mem.gob.gt/energia/informe-estadistico-dge-2016/>>. [Consulta: 14 de noviembre de 2017].
6. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2013. 638 p.

7. Schneider Electric ESTÁNDAR IEC 61850. *EnergyAutomation-DS-IEC61850/UCA2-11.05-1266-SP*. [En línea]. <www.schneider-electric.com>. [Consulta: 14 de noviembre de 2017].

8. Selinc. *Schweitzer Engineering Laboratorie Manual de operación*. [En línea]. <<https://www.selinc.com/SEL-451/>>. [Consulta: 15 de diciembre de 2016].