

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Desarrollo e Implementación de un Banco de Laboratorio para el Estudio  
de Automatización de Subestaciones bajo la norma IEC 61850

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Guillermo Eduardo Holguín Loayza

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, Yackeline y Eduardo, que le han dado forma a mi vida de una manera que va más allá de las palabras.

Todos los pasos que he dado, los desafíos que he superado, y los triunfos que he alcanzado han sido fruto de su amor incondicional.

Esto no es un logro personal, sino un testimonio de su dedicación como padres. Cada página escrita, cada idea desarrollada y cada objetivo alcanzado en este trabajo lleva la huella de su amor y sacrificio.

Les agradezco desde el fondo de mi corazón. Mi éxito es su éxito, y cada logro que consiga será un tributo a su amor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero empezar agradeciendo a mis padres, Yackeline y Eduardo, que me han enseñado que la perseverancia, paciencia y esfuerzo son clave para alcanzar cualquier meta. Gracias por creer en mi cuando incluso yo mismo dude de mis capacidades.

A mi tutor, el PhD. Síxifo Falcones, por su guía constante y su incansable dedicación. Sus enseñanzas y consejos han sido fundamentales en mi desarrollo personal y académico.

A mi hermana, mi abuela, mis tíos, y mis amigos. A todos quienes en algún momento me alentaron y me aconsejaron. Este logro no podría haber sido posible sin el apoyo de todos ustedes.

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Guillermo Eduardo Holguin Loayza doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Guillermo Eduardo  
Holguin Loayza

## EVALUADORES

.....  
**M.Sc. David Endara**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**PhD. Sixifo Falcones**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La creación de un banco de laboratorio en la ESPOL para la automatización de subestaciones según la norma IEC 61850 es esencial para la formación de ingenieros eléctricos y la investigación en esta misma área. Este proyecto busca implementar un banco de simulación en tiempo real para actividades académicas y de investigación, cuyas comunicaciones se den bajo los servicios especificados en este estándar.

Para esto, se usó el simulador en tiempo real OPAL-RT, en el cual se simuló un sistema conformado por dos barras y una línea de distribución. A esta se le implementó una protección diferencial de línea con el fin de evaluar el impacto que las comunicaciones especificadas por este estándar tenían en la actuación de las protecciones.

Los resultados fueron bastante favorables, ya que se obtuvieron tiempos de transmisión muy por debajo de los requeridos por el estándar, quedando demostrada la superioridad de los protocolos GOOSE y Sampled Values con respecto a otros protocolos usados tradicionalmente en el Laboratorio.

Finalmente, se cumplió con el objetivo de implementar este banco de simulación con los equipos disponibles en el laboratorio, presentando también un alto grado de flexibilidad y escalabilidad, sentando las bases para que, en un futuro, se amplie el estudio de esta norma a otros niveles y aspectos que quedaron fuera del alcance de este trabajo.

**Palabras Clave:** SCADA, GOOSE, Sampled Values, Protocolo.

## **ABSTRACT**

*The establishment of a laboratory bench at ESPOL for substation automation following the IEC 61850 standard is crucial for electrical engineering education and research in this field. This project aims to implement a real-time simulation bench for academic and research activities, adhering to the specified services in this standard.*

*The OPAL-RT real-time simulator was used to simulate a system comprising two buses and a distribution line, incorporating differential line protection to assess the impact of standard-specified communications on protection performance.*

*Results were highly favorable, with transmission times below standard requirements, demonstrating the superiority of GOOSE and Sampled Values protocols over traditionally used ones in the Laboratory.*

*Ultimately, the objective of implementing this simulation bench with available laboratory equipment was achieved, showcasing a high degree of flexibility and scalability, laying the foundation for future expansion of norm studies to other levels and aspects beyond the scope of this work.*

*Keywords: SCADA, GOOSE, Sampled Values, Protocol.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	5
RESUMEN .....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XI
CAPÍTULO 1 .....	13
1. INTRODUCCIÓN .....	13
1.1 Descripción del problema .....	13
1.2 Justificación del problema.....	13
1.3 Objetivos.....	14
1.3.1 Objetivo General .....	14
1.3.2 Objetivos Específicos .....	14
1.4 Norma IEC 61850 .....	14
1.5 Arquitectura de red .....	15
1.6 Protocolos de comunicación.....	17
1.7 Modelo de Datos.....	18
1.8 Archivos SCL .....	21
1.9 SCADA .....	22
1.10 Subestaciones Digitales.....	23
1.11 Protección Diferencial de Línea.....	24
CAPÍTULO 2 .....	26

2.	METODOLOGÍA .....	26
2.1	Arquitectura del SCADA .....	27
2.2	Configuración de RT-LAB .....	31
2.3	Diseño del modelo en SIMULINK .....	36
2.4	Diseño de Publishers y Subscribers .....	39
2.5	Interfaz de comunicación OPC UA y OpCOM. ....	41
2.6	Configuración de conexiones de señales .....	43
2.7	Diseño de HMI en LabVIEW .....	45
2.8	Comunicación entre el Target y LabVIEW .....	47
2.9	Diseño de consola en SIMULINK .....	48
	CAPÍTULO 3.....	51
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	51
3.1	Simulación de Falla Trifásica al 50% de la Línea. ....	51
3.2	Simulación de pérdida de canales de comunicación .....	59
3.3	Resultados de la HMI en LabVIEW .....	62
	CAPÍTULO 4.....	65
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	65
4.1	Conclusiones .....	65
4.2	Recomendaciones .....	67
	BIBLIOGRAFÍA.....	68

## **ABREVIATURAS**

GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ICD	IED Capability Description
LN	Logic Node
LD	Logic Device
PD	Physical Device
PC	Physical Connection
RTS	Real Time Simulator
SV	Sampled Values
SCL	Substation Configuration Language

## SIMBOLOGÍA

A	Amperios
kV	Kilovoltios
ms	Milisegundos
μ	Microsegundos

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Arquitectura de una subestación bajo la norma IEC 61850.....	16
Figura 1.2 Jerarquía de datos bajo la norma IEC 61850.....	18
Figura 1.3 Estructura de un nodo lógico.....	21
Figura 2.1. Arquitectura de comunicaciones de los equipos usados. ....	27
Figura 2.2. Arquitectura de red del SCADA simulado. ....	29
Figura 2.3. Diagrama de interacción del SCADA simulado.....	30
Figura 2.4. Diagrama de interacción del SCADA simulado.....	31
Figura 2.5. Ventana para la creación de una interfaz IEC 61850 en RT-LAB. ....	32
Figura 2.6. Explorador de proyectos con las interfaces IEC 61850 habilitadas. ....	32
Figura 2.7. Ventana para la selección del archivo de configuración de IEC. ....	33
Figura 2.8. Archivos SCL usados en el proyecto. ....	33
Figura 2.9. Características de la data set TRIP1 para la transmisión de mensajes GOOSE.....	34
Figura 2.10. Características de la data set OV2PTOV para la transmisión de mensajes GOOSE.....	35
Figura 2.11. Características del dataset MU01 para la transmisión de mensajes Sampled Values.....	35
Figura 2.12. Configuración típica de los Publisher/Subscriber GOOSE.....	36
Figura 2.13. Configuración típica de los Publisher/Subscriber Sampled Values.....	36
Figura 2.14. Vista general del modelo en SIMULINK.....	37
Figura 2.15. Vista general del subsistema sm_computation.....	37
Figura 2.16. Modelo del nivel de procesos del SEP.....	38
Figura 2.17. Modelo del nivel de bahía del SEP. ....	38
Figura 2.18. Modelo del relé simulado. ....	39
Figura 2.19. Lógica de funcionamiento del relé diferencial.....	39
Figura 2.20. Modelo de los Publisher GOOSE.....	40
Figura 2.21. Modelo de los Subscriber GOOSE. ....	40
Figura 2.22. Modelo de los Publisher Sampled Values.....	41
Figura 2.23 Modelo de los Subscriber Sampled Values. ....	41

Figura 2.24 Interfaz OPC UA para la comunicación con la HMI en LabVIEW. ....	42
Figura 2.25 Interfaz OP COM para la comunicación con la consola de SIMULINK... 42	42
Figura 2.26. Ventana de configuración para las conexiones entre las señales de las interfaces habilitadas y los bloques OPinput/OPoutput. ....	43
Figura 2.27. Configuración para los canales de mensajería GOOSE.....	44
Figura 2.28. Configuración para los canales de mensajería Sampled Values.....	44
Figura 2.29. Modelo de recolección de datos para el Osciloscopios de las lecturas RMS de la simulación. ....	45
Figura 2.30. Modelo de recolección de datos para mostrar el estado de los interruptores y la falla de la simulación. ....	46
Figura 2.31. Modelo de panel de operación del SCADA desde LabVIEW.....	46
Figura 2.32. Diseño del panel de operación del SCADA en LabVIEW. ....	46
Figura 2.33. Diseño del panel de gráficas del SCADA en LabVIEW.....	47
Figura 2.34. Establecimiento de conexión entre el UA EXPERT y el simulador. ....	47
Figura 2.35. Datos enviados por OPC UA desde el simulador. ....	48
Figura 2.36. Layout de la HMI en SIMULINK.....	48
Figura 2.37. Interfaz típica para la operación de los canales 61850.....	49
Figura 2.38. Consola para la operación del SCADA.....	49
Figura 3.1. Reportes de estado de las comunicaciones obtenidos desde el relé simulado. ....	52
Figura 3.2. Representación gráfica de la secuencia eventos en la barra 1 durante una falla trifásica.....	52
Figura 3.3. Gráfica comparativa de los tiempos de ejecución de la falla.....	53
Figura 3.4. Visualización del tiempo de transmisión del mensaje GOOSE con la señal de disparo para el interruptor de la barra 1.....	54
Figura 3.5. Oscilografías de parámetros medidos en la barra 1 durante la falla.....	54
Figura 3.6. Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre la MU1 y el IED1.....	55
Figura 3.7. Visualización del tiempo de retransmisión de lo mensaje SV entre el IED1 y el IED2. ....	55
Figura 3.8. Representación gráfica de la secuencia eventos en la barra 2 durante una falla trifásica.....	56

Figura 3.9. Gráfica comparativa de los tiempos de ejecución de la falla.....	57
Figura 3.10. Visualización del tiempo de transmisión del mensaje GOOSE con la señal de disparo para el interruptor de la barra 2.....	57
Figura 3.11. Oscilografías de parámetros medidos en la barra 2 durante la falla.....	58
Figura 3.12. Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre la MU2 y el IED2.....	59
Figura 3.13. Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre el IED2 y el IED1.....	59
Figura 3.14. Configuración de los selectores enable/disable para pausar los canales de comunicación GOOSE.....	60
Figura 3.15. Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal GOOSE que transmite la señal de disparo del relé al interruptor. ....	60
Figura 3.16. Gráfica para la visualización de las oscilografías medidas en la barra cuando se pierde la comunicación GOOSE.....	61
Figura 3.17. Configuración de los selectores enable/disable para pausar los canales de comunicación Sampled Values. ....	61
Figura 3.18. Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal SV que retransmite las oscilografías medidas en la barra 1. ....	62
Figura 3.19 Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal SV que retransmite las oscilografías medidas en la barra 2.....	62
Figura 3.20. Pantalla de operación en la HMI de LabVIEW durante la falla. ....	63
Figura 3.21. Voltaje y corrientes RMS medidos en ambas barras durante la falla.....	63
Figura 3.22. Pantalla de operación en la HMI de LabVIEW después de despejar la falla y reiniciar los relés. ....	64
Figura 3.23. Voltaje y corrientes RMS medidos en ambas barras después de despejar la falla y reiniciar los relés. ....	64

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Requerimientos de velocidad para la transmisión de mensajes según su tipo bajo la norma IEC 61850.....	17
Tabla 1.2 Denominación de nodos lógicos según su función dentro del SEP.....	19
Tabla 1.3 Denominación de restricciones funcionales.....	20



# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de la industria eléctrica, la modernización y automatización de las subestaciones desempeñan un papel crucial para garantizar la eficiencia, confiabilidad y seguridad en la operación y mantenimiento de los sistemas de potencia. La norma IEC 61850, desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), ha sido ampliamente aceptada, y adoptada como el estándar de comunicación para la automatización y supervisión de subestaciones en la mayoría de los países. Este estándar proporciona un marco unificado para el diseño, implementación y operación de sistemas de automatización de subestaciones, facilitando la interoperabilidad entre diferentes dispositivos y sistemas, así como la integración de tecnologías de la información y comunicación (TIC) en la infraestructura de las redes eléctricas.

### 1.1 Descripción del problema

El área de Ingeniería en Electricidad de la ESPOL requiere de un banco de laboratorio para el estudio de la automatización de los procesos de una subestación según la norma IEC 61850.

La implementación y el estudio de esta norma IEC 61850 en un entorno de laboratorio es esencial para el entendimiento y la formación de futuros ingenieros, investigadores y profesionales en el campo de la automatización de subestaciones. Además, el trabajo con un banco de laboratorio permite simular y analizar diferentes escenarios de operación, proporcionando una base sólida para la validación y evaluación de soluciones de automatización antes de su implementación en sistemas reales. Por lo tanto, es necesario desarrollar bancos de laboratorio que reflejen las condiciones reales de operación y que estén en conformidad con las últimas versiones de la norma IEC 61850.

### 1.2 Justificación del problema

Contar con un banco de laboratorio que permita simular una subestación eléctrica y aplicar los requerimientos definidos IEC 61850 es esencial para el desarrollo de actividades de investigación y docencia en el área de ingeniería eléctrica. Este banco de pruebas permitirá a los estudiantes y profesionales experimentar con diferentes configuraciones y escenarios dentro del área de la automatización de

subestaciones, dándoles la oportunidad de adquirir habilidades prácticas y conocimientos avanzados en este campo.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Implementar el SCADA para el control del nivel de procesos y bahía de una subestación bajo la norma IEC 61850 utilizando el simulador en tiempo real para utilizarse en actividades de investigación y docencia en cursos de grado y postgrado.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Desarrollar un modelo de simulación en tiempo real del nivel de bahía de una subestación según la norma IEC 61850 utilizando Simulink y RT-LAB.
- Implementar la comunicación entre los diferentes niveles de la arquitectura del SCADA utilizando los protocolos de comunicación descritos en la norma IEC 61850 disponibles en el simulador en tiempo real (RTS) del laboratorio.
- Desarrollar una interfaz humano-máquina (HMI) en LabView para la monitorización y control de la subestación.

### **1.4 Norma IEC 61850**

La norma IEC 61850 es una especificación técnica para la automatización en subestaciones eléctricas. Fue desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y publicada por primera vez en el año 2004. Esta norma define un conjunto de protocolos de comunicación y modelos de datos que permiten la integración y el intercambio de información entre diferentes dispositivos del SCADA de las subestaciones eléctricas.

Su enfoque principal está en la comunicación entre los dispositivos que componen la subestación [1], como relés de protección, unidades de control, medidores y equipos de monitoreo. La norma establece una arquitectura basada en servicios, en la que los dispositivos se comunican entre sí a través de una red de comunicaciones. También define servicios y protocolos de comunicación que

permiten la transmisión de información en tiempo real, configuración y control remoto de dispositivos, gestión de eventos y alarmas.

La IEC 61850 se basa en una serie de principios clave, como la independencia de fabricante, interoperabilidad, escalabilidad y flexibilidad. Estos principios permiten a los sistemas basados en la norma una fácil integración, a su vez, reduciendo los costos de implementación, operación y mantenimiento. Además, la norma fomenta el uso de tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) en la automatización de subestaciones eléctricas, lo que puede mejorar la eficiencia energética, reducir los tiempos de respuesta ante fallos y mejorar la calidad del suministro eléctrico.

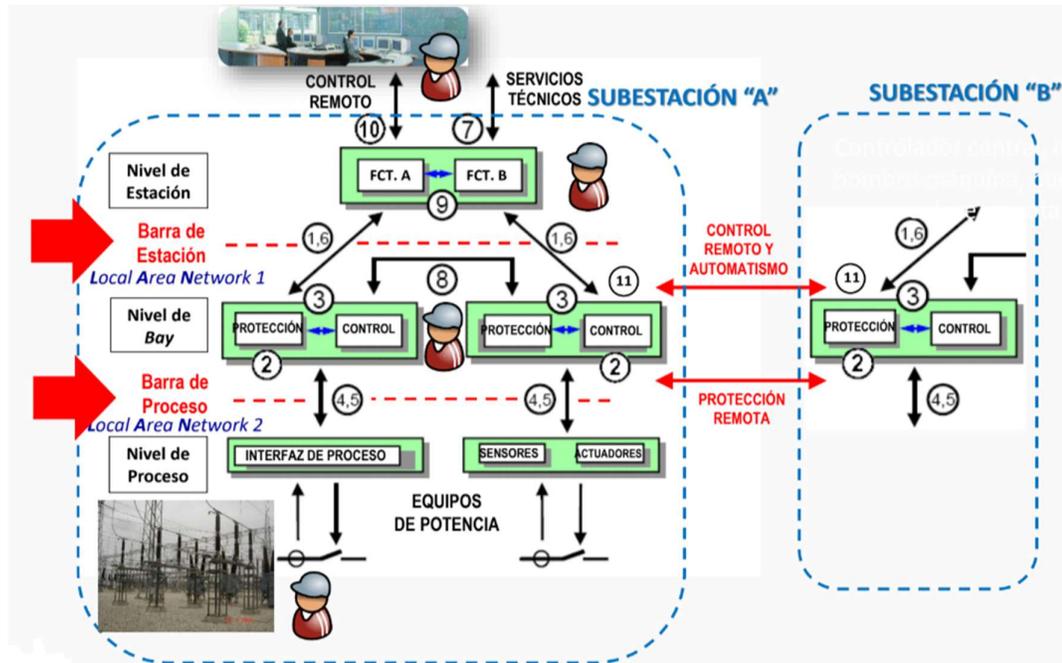
Esta norma también define un modelo de datos común para la representación de la información en los dispositivos de la subestación. Este modelo de datos se basa en el estándar XML (Extensible Markup Language) y permite la descripción y el intercambio de información de manera estandarizada. Esto significa que los dispositivos pueden compartir información de manera más fácil y precisa, permitiendo una mejor gestión de la subestación y mayor eficiencia del sistema eléctrico en general.

### **1.5 Arquitectura de red**

La norma define una arquitectura jerárquica de tres niveles, que comprende: el nivel de Subestación, el nivel de Bahía y el nivel de Proceso. [9] Esta arquitectura permite tener una mejor organización y gestión de los dispositivos, facilitando su monitoreo y control remoto.

**Figura 1.1**

*Arquitectura de una subestación bajo la norma IEC 61850.*



*Nota.* El gráfico describe a detalle los equipos que componen cada nivel de una subestación, y como estos se interconectan e interactúan entre sí.

A continuación, se describen cada uno de estos niveles y su función dentro de la arquitectura de la norma.

- Nivel de estación: Este es el nivel más alto de la jerarquía y está compuesto por los sistemas de control y monitoreo de la subestación. En este nivel se encuentra el sistema de control de la subestación (SCS) que se encarga de recopilar y procesar la información de los dispositivos y sistemas de automatización en la subestación. Es responsable de la gestión de eventos y alarmas.
- Nivel de proceso: Este nivel se encuentra por debajo del nivel de estación y está compuesto por los IED y sistemas de comunicaciones. Los sistemas de comunicaciones pueden trabajar con Ethernet, fibra óptica, Wi-Fi, entre otros; y se utilizan para la transmisión de mensajes GOOSE, SMV, MMS y otros servicios definidos en la norma IEC 61850.

- Nivel de dispositivo: Este nivel es el más bajo de la jerarquía y está compuesto por los dispositivos de campo. Estos dispositivos se comunican con los IED, utilizando tecnologías como Modbus, PROFIBUS, HART, IO-LINK entre otros.

## 1.6 Protocolos de comunicación

Otro aspecto importante de la IEC 61850 es que permite la integración de múltiples subestaciones y equipos de automatización en una sola red. Para esto, la norma define un conjunto de mensajes y servicios de comunicación que permiten la transmisión de información entre los dispositivos y el SCADA de las subestaciones eléctricas, los cuales se indican a continuación son:

- Mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event): Estos mensajes se utilizan para la transmisión de eventos en tiempo real, de carácter binario, y son usados para la detección y resolución de fallas en el sistema eléctrico de la subestación. Estos pueden ser generados por dispositivos como relés de protección, interruptores, medidores, etc. [1][2][4]
- Mensajes SMV (Sampled Measured Values): Estos mensajes se utiliza para la transmisión de lectura analógicas que han sido digitalizadas. Estas lecturas pueden ser generadas por dispositivos como medidores de energía, transformadores de corriente, y similares. [4][5][7]
- Mensajes MMS (Manufacturing Message Specification): Estos mensajes se utilizan para la parametrización de los dispositivos, transmisión de reportes de alarmas, datos históricos, y otros archivos grandes. [4][5]

El estándar también da especificaciones de rendimiento para cada tipo de mensaje según la función que tiene dentro del sistema de control. La norma clasifica los tipos de aplicación según los requerimientos de velocidad del SCADA. La figura a continuación detalla estos requerimientos.

**Tabla 1.1.**

Requerimientos de velocidad para la transmisión de mensajes según su tipo bajo la norma IEC 61850.

Clase de Desempeño	Tipo	Aplicación	Tiempo de Transferencia	Protocolo
--------------------	------	------------	-------------------------	-----------

			Clase	ms	
Mensajes de alta velocidad					
P1	1A	Disparos, enclavamientos, interdisparos, discriminación, lógicas entre funciones de protección.	TT6	≤ 3	GOOSE
P2			TT5	≤ 10	
P3	1B	Comandos de cierre, recierre, accionamientos, bloqueos, permisos, cambios de estado.	TT4	≤ 20	
Mensajes de media velocidad					
P4	2	Información de estados, valores RMS.	TT3	≤ 100	MMS
Mensajes de baja velocidad					
P5 (=P1)	3	Registros de eventos, lectura y cambio de parámetros.	TT2	≤ 500	MMS
P6 (=P2)			TT1	≤ 1000	
Raw data					
P7	4	Valores analógicos digitalizados	TT6	≤ 3	SMV
P8			TT5	≤ 10	
Transferencia de archivos					
P9	5	Archivos de datos grandes para la supervisión y parametrización de IED	TT0	≤ 10000	MMS
Transferencia de archivos con control de acceso y mensajes de comandos					
P10 (=P5)	6	Transferencia de comando de control. Aplicaciones de ciber seguridad	TT2	≤ 500	MMS
P11 (=P6)			TT1	≤ 1000	
P12 (=P9)			TT0	≤ 10000	

*Nota.* La tabla muestra los tiempos de transmisión establecidos por la norma IEC 61850 para garantizar una operación adecuada de las subestaciones diseñadas bajo este estándar.

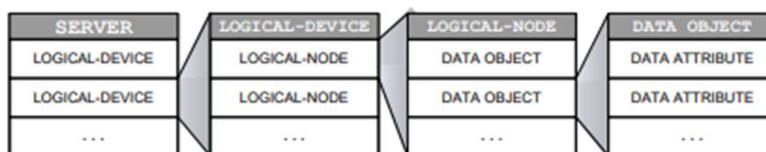
## 1.7 Modelo de Datos

Un Modelo de Datos es una estructura jerárquica que describe cómo se organizan los objetos y atributos que representan los elementos que componen el SCADA de la subestación. [1][3]

En la norma IEC 61850, el Data Model se compone de diferentes niveles jerárquicos, que se organizan desde el nivel más alto de la subestación eléctrica hasta el nivel más bajo de los atributos que describen las características específicas de cada objeto. [10]

**Figura 1.2**

*Jerarquía de datos bajo la norma IEC 61850.*



*Nota.* Imagen tomada de *Understanding and Simulating the IEC 61850 Standard*, por Y. Liang.

- **Servidor:** Es un dispositivo, o software, que proporciona servicios de comunicación entre los diferentes dispositivos y sistemas de automatización en la subestación eléctrica. Gestiona los mensajes y la información que se intercambia entre los dispositivos, garantizando la interoperabilidad y la compatibilidad entre sí.
- **Dispositivo lógico:** Se define como una entidad que representa un objeto físico de la subestación, como un interruptor, un transformador, un generador, y similares. Están compuestos por objetos y atributos, y pueden pertenecer a uno o varios nodos lógicos en la red de comunicación.
- **Nodo lógico:** Se define como una entidad que agrupa uno o más dispositivos lógicos, y que tiene un único identificador en la red de comunicación. Permiten la organización lógica de la subestación y la simplificación de la comunicación entre los diferentes dispositivos de automatización.
- **Objeto:** Un objeto es una entidad que representa una función o característica específica de un dispositivo lógico en la subestación eléctrica.
- **Atributo:** Un atributo es una propiedad de un objeto que describe una característica específica del elemento de la subestación que representa, y se identifican mediante un identificador único en la red de comunicación. Los atributos pueden representar diferentes características de los elementos de la subestación, como corriente, voltaje, frecuencia, potencia, temperatura, posición del interruptor, y demás. Los atributos también pueden tener

diferentes tipos de datos, como números enteros, números reales, valores booleanos, etc.

Cada dispositivo lógico contiene uno o más nodos lógicos, y el nombre de cada nodo lógico está relacionado con la función que tiene dentro del sistema de potencia. Algunas de estas son mostradas en la tabla a continuación:

**Tabla 1.2**

Denominación de nodos lógicos según su función dentro del SEP.

Función	Representación
Control Automático	A
Medidores	M
Control Supervisorio	C
Funciones Genéricas	G
Interfaz/Archivo	I
Nodos Lógicos del Sistema	S
Protección	P
Relacionado a Protección	R
Sensores	S
Transformadores de Instrumentación	T
Equipos de Conmutación	X
Transformadores de Potencia	Y
Otros Equipos	Z

*Nota.* La tabla muestra que siglas son usadas para la nomenclatura de un nodo lógico según la función que tienen dentro de un Sistema de Potencia.

Cada nodo lógico tiene un o más grupos de datos, y cada grupo tiene un nombre único. Esto está determinado por el estándar y se relaciona con el propósito dentro del SEP. Cada set de datos se compone de elementos que determinan características de funcionamiento del nodo lógico, por ejemplo, un interruptor podría llamarse “XCBR” y contendría un dato llamado “Loc”, que serviría como indicador de si se va a operar de forma local o remota. [1]

Cada elemento del grupo de datos pertenece a una clase común (CDC) [1][10]. Cada CDC describe un tipo y estructura de datos dentro del nodo lógico, y tiene definidos un nombre, tipo y función, las mismas que son indicadas en la Tabla 2.3.

**Tabla 1.3**

*Denominación de restricciones funcionales.*

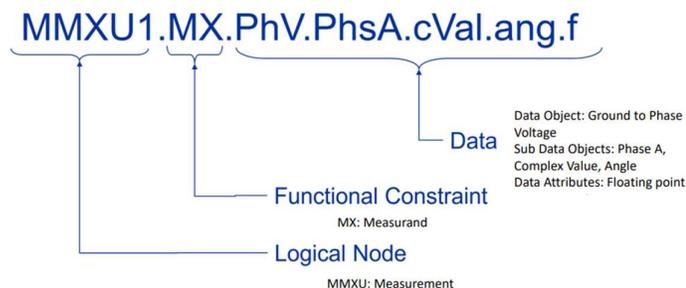
Restricción Funcional	Descripción	Servicios
ST MX	Estados y mediciones	Lecturas, sustitución, reporte, registro
CO SP	Comandos	Operación
OR	Confirmación de comandos	Operación
CF DC	Configuración y descripción	Lectura, escritura
SG SE	Seteo de parámetros	Lectura, escritura
Relacionado a CB	Seteo de parámetros de CB	Lectura, escritura

*Nota.* La tabla muestra las siglas con las que se clasifican los elementos de un grupo de datos según las funciones que este tiene.

Cada tipo de dato está restringido a una función específica, y las siglas de la restricción funcional indican cual es esta función. Así, la nomenclatura de cada nodo lógico sigue la estructura mostrada en la Figura 1.3. Siguiendo esta estructura, podemos identificar fácilmente el tipo, función y operación que puede tener un nodo lógico.

**Figura 1.3**

*Estructura de un nodo lógico.*



*Nota.* La figura muestra la forma en que se estructura el nombre de un nodo lógico en el marco de los dispositivos lógicos.

## 1.8 Archivos SCL

Dentro del estándar IEC 61850, se define una clasificación de archivos de configuración aplicables a las distintas áreas que componen una subestación automatizada, los archivos SCL (Substation Configuration Language) [3]. Estos son archivos del tipo XML (eXtensible Markup Language) usados para describir y configurar dispositivos y sistemas dentro de subestaciones eléctricas. Contienen información detallada sobre la topología de la subestación, configuración de IEDs, protecciones, parámetros de comunicación, entre otros. Dependiendo del área de aplicación dentro de la subestación, nos podemos encontrar con los siguientes formatos:

- **IED Capability Description (ICD).** Es el archivo de configuración de un IED, y define todas las capacidades de estos equipos. Son propios de cada IED, por lo que suelen ser provistos por los fabricantes con la adquisición de estos equipos.
- **Configured IED Description (CID).** Es el archivo que define que partes del SCD (archivo de configuración de la subestación) son útiles para un IED en específico, permitiendo la conexión entre el software de configuración (ICT) y el IED.
- **Instantiated IED Description (IID).** Define la configuración de un IED para un proyecto específico, es decir, provee una vía de comunicación entre el software de configuración del IED y de la subestación.

- **System Specification Description (SSD).** Contiene una representación del diagrama unifilar de la subestación, y las especificaciones de automatización de esta.
- **Substation Configuration Description (SCD).** Contiene todas las especificaciones de la subestación, integrando la información contenida en los archivos ICD y SSD.
- **System Exchange Description (SED).** Contiene las especificaciones para el intercambio de información entre diferentes subestaciones.

Para usar o editar estos archivos, se requiere de software especializado, que puede ser un System Configuration Tool (SCT) o un IED Configuration Tool (ICT), dependiendo del archivo que se requiera modificar. Aun así, existe una variedad de programas con los que se puede tener acceso a las capacidades de estos archivos, como es el caso de RT-LAB. [11]

## 1.9 SCADA

Los Sistemas de Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition, por sus siglas en inglés), son un componente clave en la automatización de subestaciones, ya que estos nos permiten monitorear y controlar los dispositivos de campo (sensores, instrumentación, IEDS, actuadores, entre otros) a través de una Interfaz Humano-Maquina (HMI). Estos dispositivos se comunican en tiempo real a través de una red de comunicaciones que puede funcionar con una amplia variedad de protocolos.

La principal ventaja de un SCADA es que nos permite ver tendencias en las variables que están siendo monitoreadas, y al mismo tiempo, conocer el estado operativo de otros equipos y alarmas. También se puede mostrar un histórico de los eventos suscitados en la operación.

Dadas estas características de un SCADA, podemos ver la importancia que cobra la integración del estándar IEC 61850 en estos sistemas de control, que, al estar compuestos de distintos equipos, se vuelve una necesidad el facilitar la operación entre ellos. Las capacidades de interoperatividad ofrecidas por los servicios de comunicaciones especificados en la IEC 61850 garantizan que todos estos equipos puedan funcionar de forma coordinada. La integración de dispositivos que funcionen bajo esta norma ofrece ventajas significativas respecto a los que no, ya

que los datos provenientes de estos pueden ser fácilmente integrados a la interfaz de un SCADA, permitiendo a los operadores un control más eficiente de una subestación.

### 1.10 Subestaciones Digitales.

Las subestaciones digitales representan una evolución natural en la industria de la electricidad, aprovechando las tecnologías de comunicación de la era digital, e integrándolas a método de control tradicionales, mejorando la confiabilidad, eficiencia y seguridad de las subestaciones eléctricas. Esto ha provocado que las subestaciones convencionales estén siendo reemplazadas gradualmente, ya que dependen en grandes medidas de sistemas analógicos, que son más propensos a fallas. [13][14][15]

Este tipo de subestaciones se componen de diversos dispositivos y sistemas, cada uno con una función clave dentro del proceso de control de la subestación, algunos de estos son:

- **IED:** Son los principales agentes dentro de la automatización de subestaciones. Son dispositivos digitales programables que reciben información del estado de la red, y con base en esa información, toman decisiones que permitan proteger al sistema de eventos que puedan provocar daños en los equipos o en el SEP en general. [10]
- **Dispositivos de monitoreo:** Estos dispositivos suelen ser sensores o medidores analógicos usados para recopilar los parámetros en puntos clave de la red, y deben ser llevados a una unidad que sea capaz de digitalizar las lecturas para su posterior transmisión por la red de comunicación.
- **Merging Unit:** Tienen la función de recopilar señales analógicas, específicamente corrientes y voltajes, digitalizarlas, y transmitir las a la red de comunicaciones, para que puedan ser usadas o visualizadas en el SCADA. Gracias a este dispositivo, se consigue un ahorro significativo en materiales de construcción, ya que reduce en gran medida el cableado necesarias para llevar estas mediciones analógicas en subestaciones tradicionales. Uno de los puntos clave de estos equipos es la sincronización temporal, que es de suma importancia para una operación precisa de los dispositivos inteligentes de la subestación. [5]

- **Red de comunicación:** Para la comunicación entre equipos es necesaria una red de Ethernet, que conecte a todos los dispositivos digitales de la subestación. Estas están compuestas por puertas de enlace (Gateways), switches, routers, entre otras; y dependiendo de las necesidades de seguridad de la subestación, podrían incluso requerir de firewalls o algún otro sistema de seguridad. [3][6][15]
- **Sistemas de Almacenamiento de Datos:** Se usan para registrar y almacenar históricos de la subestación, y poder acceder a ellos en cualquier momento para evaluar los eventos sucedidos durante la operación. Pueden ser servidores locales o almacenamiento en la nube.
- **Sistemas de comunicación externos:** Permiten la conexión con sistemas de control de niveles superiores, como centros de operación, y requiere de redes de comunicación externas, o una conexión a internet.

Todos estos equipos trabajan de forma coordinada para formar un sistema de control integral que permite un control y supervisión efectivo de una subestación.

### 1.11 Protección Diferencial de Línea.

La protección diferencial de línea es una función de protección fundamental en los sistemas de potencia, necesarios para garantizar la seguridad y continuidad del servicio eléctrico. Se fundamenta en la comparación de corrientes en dos extremos de líneas de transmisión, subtransmisión o distribución, permitiendo una detección temprana de fallas, y permitiéndonos eliminarlas de forma segura. [4]

Con esta función de protección, es de suma importancia que su ajuste se realice de tal manera que solamente se active para fallas internas, minimizando su actuación en eventos fuera de la zona de protección designada en el diseño de un sistema de protecciones.

Dada la necesidad una comunicación permanente y en tiempo real, y la integración de distintos dispositivos que deben actuar de forma coordinada, este tipo de protección es ideal para evaluar el banco de la simulación que se busca desarrollar en este proyecto.[8]

Para una implementación más realista de este tipo de protecciones, se emular la capacidad que estos relés tienen para configurar distintos parámetros que determinan como actúan ante distintas situaciones, estos parámetros son:

- **Corriente de operación (Pick-up).** Es el parámetro que establece el nivel de corriente al cual la protección actúa según un tiempo establecido.
- **Corriente de seguridad (Pick-up secundario).** Es un parámetro que indica un nivel de corriente más alto, que indica una falla más grave, y puede propiciar un disparo inmediato para fallas críticas.
- **Tiempo de operación (Retardo de disparo).** Es el parámetro que determina el tiempo que debe transcurrir antes de que el relé actúe. Esto con el fin de impedir que esta protección salte ante fallas que tengan una duración mínima que no tenga un efecto negativo considerable dentro del SEP.
- **Factor de corrección.** Existen aplicaciones en las que puede requerirse un factor de compensación cuando las corrientes que deben ser comparadas no están dentro del mismo rango, por ejemplo, en casos en los que las relaciones de transformación de los transformadores de corriente en cada extremo de la línea son distintos.
- **Zona de seguridad.** Establece un margen alrededor de la corriente Pick-up, con el fin de ignorar pequeñas variaciones dentro de esta zona de actuación que podría provocar falsos disparos.
- **Supervisión de señales auxiliares.** En algunos relés se tiene la función de comparar otros parámetros, como las tensiones, con una señal base que indica las condiciones de operación esperadas.

Estos ajustes son necesarios para optimizar la función de protección y garantizar que solamente se activen cuando las fallas para las que fueron concebidas se presenten, y depende de la configuración específica de la línea, y de los tipos de fallas que sean más comunes dentro de este sistema.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

En este capítulo se abordan los escenarios planteados que se evaluaron para la implementación del banco de laboratorio del presente proyecto, donde se incluyen la arquitectura del SCADA y los equipos, o softwares considerados. Posteriormente se exponen los criterios de evaluación con los que va a analizar la utilidad del proyecto desarrollado.

Al tratarse de un banco de laboratorio, se consideró que la mejor alternativa para la metodología de este trabajo era el método experimental, ya que esto permitiría ir evaluando el desempeño del banco a medida que se implementaban distintas funciones de protección, corrigiendo los errores que se presentaron e implementando cambios que mejoraran su desempeño.

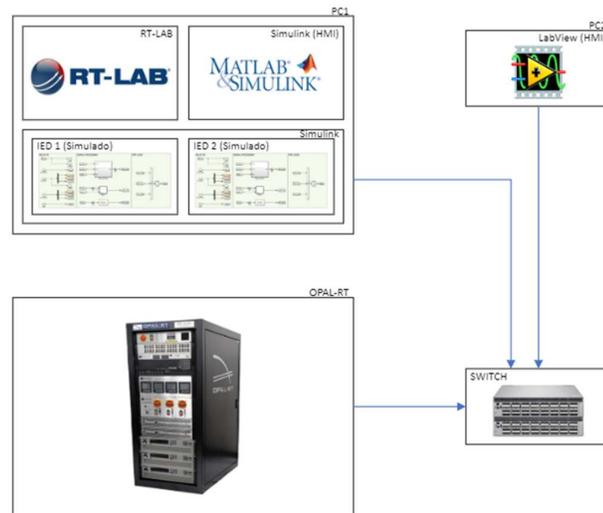
Como principal fuente de información se usaron la Wiki de RT-LAB, específicamente el apartado referente al estándar IEC 61850, así como un archivo de ejemplo que había en el Laboratorio de Simulación en Tiempo Real, en el que se incluyen dos archivos SCL, uno para trabajar con mensajes tipo GOOSE, y otro para trabajar con mensajes tipo SV. Dado que el enfoque principal de este estándar, y por lo tanto del proyecto, es la comunicación entre los distintos niveles del SCADA, se diseñó un sistema de protección diferencial en una línea de subtransmisión, donde los IEDS intercambiaran la información necesaria para conseguir una actuación coordinada, según los criterios indicados en el estándar (Tabla 1.1).

### 2.1 Arquitectura del SCADA

Para el desarrollo de este proyecto usó el simulador en tiempo real OPAL-RT de laboratorio. En este equipo es donde se simula el modelo construido en SIMULINK. Además de esto, el banco de simulación va a tener dos HMI, uno ubicado en la consola de SIMULINK, y que se simula en una de las computadoras del laboratorio, y cuya comunicación va a ser mediante OpCOM; y otra HMI en LabVIEW, que puede estar en la misma, o en otra computadora, y que se comunica mediante OPC UA.

**Figura 2.1**

*Arquitectura de comunicaciones de los equipos usados.*



*Nota.* Diagrama de conexiones de los equipos usados en la simulación.

Para el sistema simulado se escogió el ejemplo de MATLAB “Overcurrent Relay Protection in AC Microgrid”, y se le hicieron las modificaciones pertinentes para adaptarlo a las necesidades del proyecto. El sistema se compone de un generador de 132kV, conectado a un transformador reductor que baja el voltaje de 132kV a 33kV, seguido de la línea de transmisión en la que se enfoca este estudio, mediante la cual se alimenta una carga al otro extremo de la línea. Las subestaciones se ubican en los extremos de esta línea, y son representadas por las barras B1 y B2. La línea en cuestión es de 10km de largo, y en ella se simuló una falla a una distancia especificada por el usuario en el código de MATLAB donde están los parámetros de la simulación. La falla se hace con el bloque “Three-Phase Fault” de Simulink, lo que nos permite simular distintos tipos de falla. Para fines prácticos, en este proyecto solo se analizará un escenario de falla, que es el de una falla trifásica al 50% de la línea.

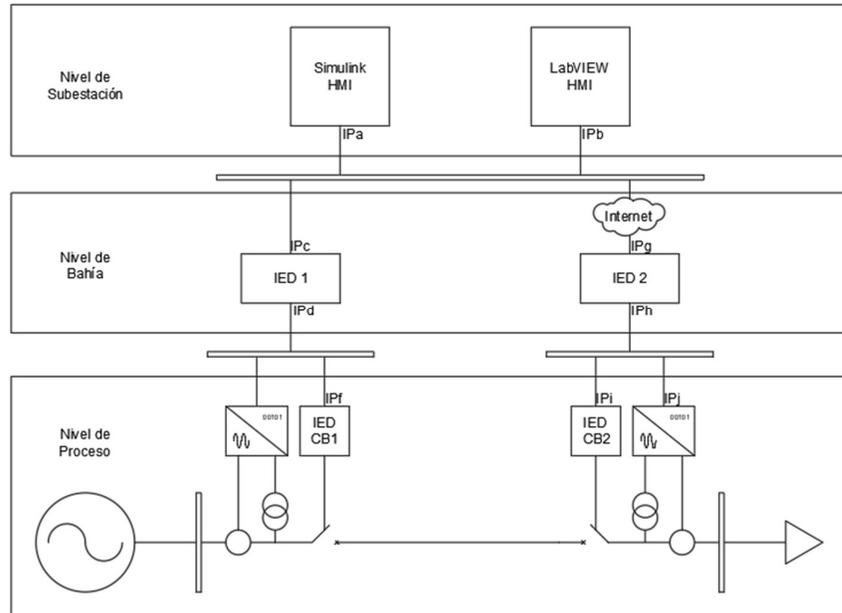
Ya que el enfoque principal de este trabajo son las comunicaciones entre los niveles Proceso y Bahía del SCADA, se optó por simular relés de protección diferencial de línea, debido a que estos requieren de la información de ambos extremos de la línea para actuar correctamente.

Esta norma también indica que todas las lecturas que se toman por la instrumentación deben ser llevadas a una Merging Unit, que es donde se digitalizan las señales análogas para su posterior envío con el protocolo Sampled Values. Además de esto, se integra un controlador para el Interruptor, al que llamamos “IED CB”. Estos dispositivos se usan para controlar y monitorear el estado de los interruptores de las subestaciones, y su comunicación con el IED principal de la subestación es bajo el protocolo GOOSE. En un SCADA real, cada puerto de estos equipos va a tener su propia IP, por lo tanto, la mensajería es gestionada por el router de la red local.

En el caso de este proyecto, al mantener todo simulado en un solo equipo, la cantidad de IPs disponibles para trabajar está limitada por la cantidad de puertos que se tienen en el equipo en cuestión. El OPAL-RT tiene dos puertos: eth0, con la IP 200.9.176.234; y el puerto eth1, con la IP 200.9.176.64. Para emular el comportamiento real de la red de la subestación descrita en la Figura 2.2, se debe hacer un arreglo con estas IPs en la configuración de las interfaces 61850 de RT-LAB, de tal manera que el mensaje sea enviado desde uno de estos puertos, forzando a que el mensaje llegue hasta el router local y que este lo redirija hacia el otro puerto. De esta manera se tendrá un tiempo de transmisión del mensaje más cercano a lo que podemos encontrar en una subestación real. El arreglo de IPs usado es el que se muestra en la Figura 2.3.

**Figura 2.2**

*Arquitectura de red del SCADA simulado.*



*Nota.* La imagen muestra el diagrama de conexiones que del sistema modelado en la simulación.

En la siguiente figura, podemos ver como se plantearon los canales de comunicación entre las distintas partes que componen el modelo, donde se ilustra como se realizan las conexiones entre el nivel proceso y bahía explicadas anteriormente, además de canales adicionales a nivel bahía y subestación.

A nivel subestación, la comunicación se mantiene con los protocolos OpCOM y OPC UA, ya que no se cuenta con una licencia que permita trabajar con el protocolo MMS, que es el indicado por la norma para este nivel. A nivel bahía, se añadieron canales GOOSE y Sampled Values, con los que se evaluará la coordinación de las protecciones simuladas.

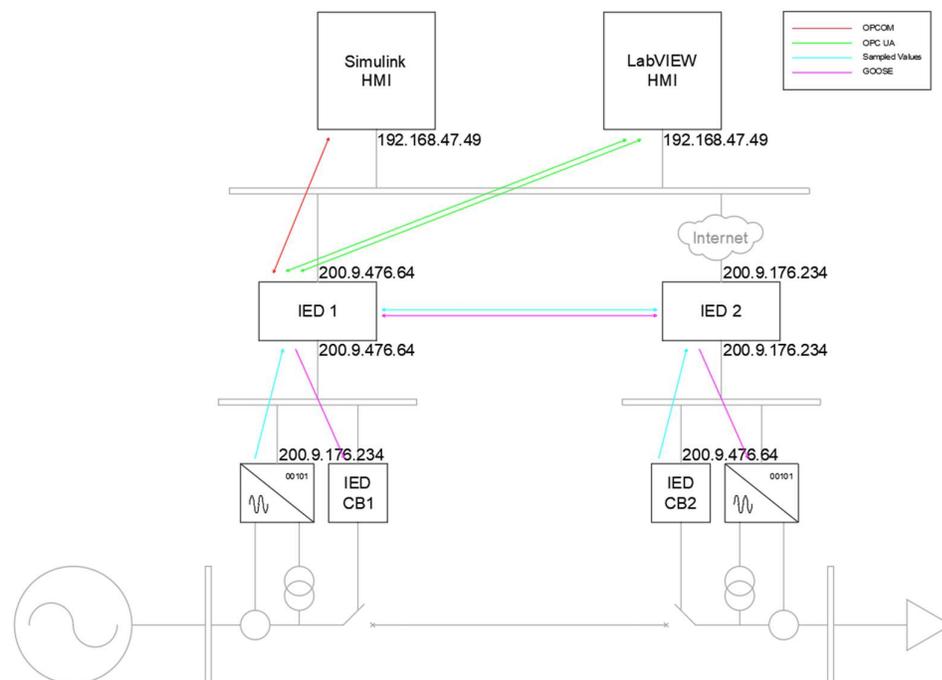
El canal GOOSE del nivel bahía se usó para que, cuando el relé de la subestación X actuara, el IED X envíe la señal de disparo al IED Y, funcionando como una redundancia en el caso de que no se reciban, o no se procesen correctamente las lecturas en Sampled Values.

El canal Sampled Values del nivel bahía es de suma importancia en este sistema, ya que, por la ubicación de la falla, las oscilografía de la barra 2 no presentará un

sobrenivel, haciendo imposible que el relé 2 detecte una falla tomando solamente las lecturas de corriente de esta barra, por lo que debe recibir las lecturas de corriente de la barra 1 en tiempo real, para así poder actuar inmediatamente cuando se da una falla. Por esta razón, se vio la necesidad de abrir este canal Sampled Values, por el cual se retransmitirán señales de corriente y voltaje recibidas en el IED 1 hacia el IED 2, y viceversa.

**Figura 2.3**

*Diagrama de interacción del SCADA simulado.*



*Nota.* La figura muestra el diagrama de interacción del SCADA simulado, con las IPS de los puertos, y el protocolo usado para las comunicaciones de cada dispositivo simulado.

Tanto el protocolo GOOSE como el Sampled Values, se basan en el paradigma Publisher/Subscriber para el intercambio de mensajes, es decir, generan la información (Publisher), la envían a la red, y otros dispositivos preconfigurados para recibir esta información (Subscribers) la reciben y procesan los datos. En el caso de las subestaciones eléctricas, los dispositivos que generan eventos, como los relés diferenciales cuando dan la señal de disparo, son los Publisher GOOSE,

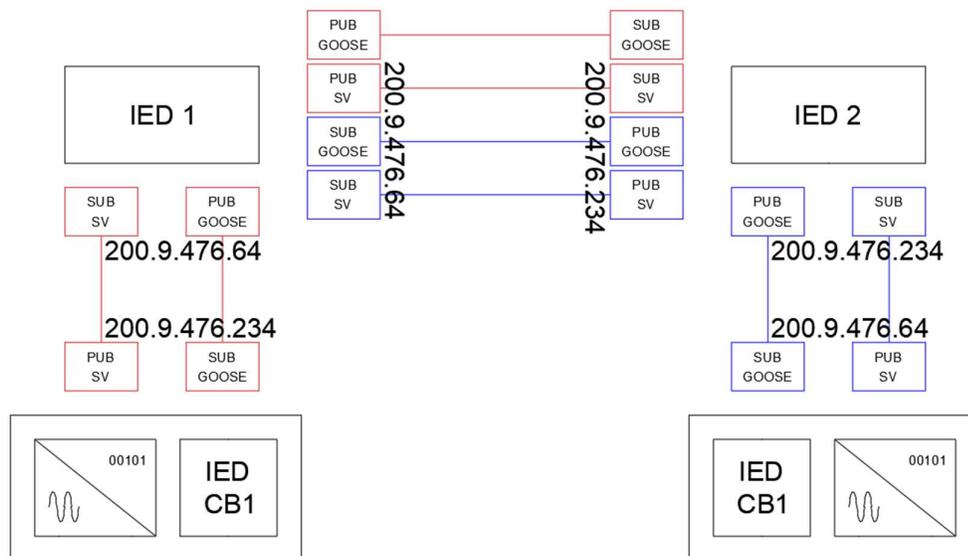
mientras que los dispositivos que actúan con base en estos eventos, como el interruptor, son los Subscriber GOOSE.

En el caso de las señales Sampled Values, los Publisher son los equipos que muestrean las señales analógicas medidas por la instrumentación, es decir, las Merging Units. Los Subscribers, en cambio, son los equipos que necesitan conocer estas mediciones en tiempo real para realizar las operaciones para las que están programados, que, en este caso, son los relés diferenciales.

A cada par Publisher/Subscriber, se le llama canal. Dada la cantidad de canales presentes en este proyecto, se decidió usar dos interfaces 61850, SS1 y SS2. Cada interfaz representa la red local de cada subestación, por lo tanto, a estas interfaces se les asignaron los canales que tienen su origen en los equipos correspondientes a cada subestación, tal como se muestra en la figura a continuación.

**Figura 2.4**

*Diagrama de interacción entre dispositivos que usan los servicios de comunicación de la norma IEC 61850.*



*Nota.* La figura muestra en detalle los puertos utilizados para las comunicaciones GOOSE y Sampled Values, y el uso que tienen. El color rojo indica que, para ese canal, se usó la interfaz creada *IEC61850\_ss1*, y el color azul indica que para ese canal se usó la interfaz *IEC61850\_ss2*.

## 2.2 Configuración de RT-LAB

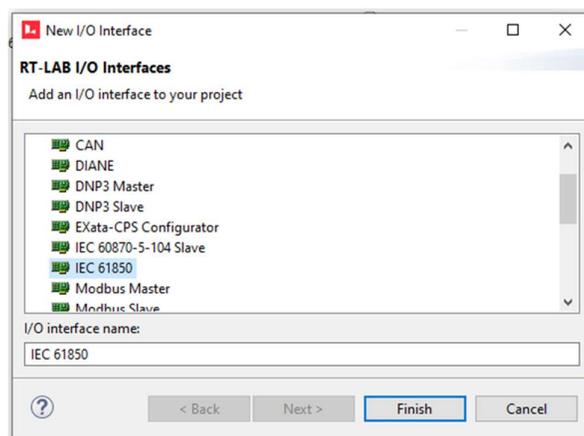
De los paquetes de software disponibles en RT-LAB, se usaron los siguientes:

- IEC 61850, GOOSE.
- IEC 61850, Sampled Values.
- OPC UA servidor.

El primer paso para la creación del banco de simulación fue la creación de una interfaz I/O IEC 61850. Esto se hizo desde explorador de proyectos. En el proyecto creado, se da click derecho en el apartado de interfaces, y se procede a crear una nueva interfaz. En este punto aparece la ventana de interfaces I/O con todos los protocolos disponibles, y de entre estos se seleccionó el protocolo IEC 61850.

**Figura 2.5**

*Ventana para la creación de una interfaz IEC 61850 en RT-LAB.*



*Nota.* Esta figura indica la ventana de creación de interfaces I/O de RT-LAB, específicamente la opción con la se crea una nueva interfaz IEC 61850.

Inmediatamente se muestra la interfaz creada en el explorador del proyecto. Por la forma en la que está planteado el modelo propuesto, lo cual fue explicado en el capítulo 2.1, se crearon dos interfaces 61850, uno para cada IED simulado. También se debe asignar un subsistema a cada interfaz, en este caso, todas las interfaces creadas estarán asignadas sm\_computation, que es donde se hace la simulación y el procesamiento de la información.

## Figura 2.6

*Explorador de proyectos con las interfaces IEC 61850 habilitadas.*



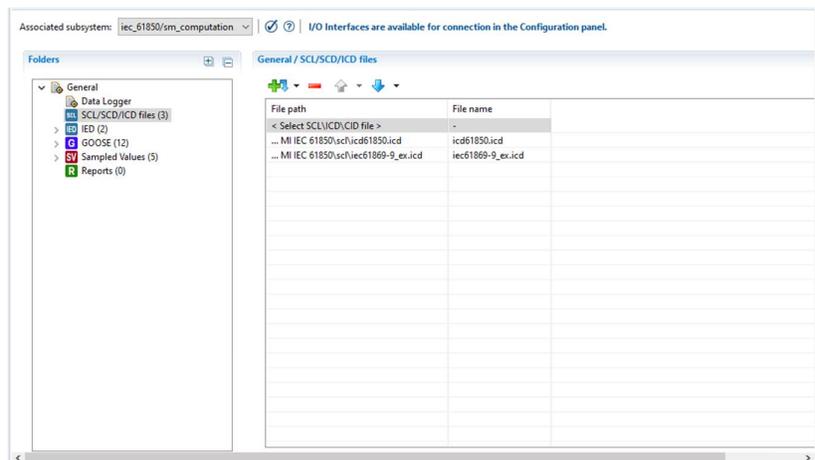
*Nota.* En esta figura se muestran los apartados creados al habilitar las interfaces IEC 61850 para el proyecto.

A continuación, se debe importar un archivo de SCL, que es el que usará para simular las interfaces de comunicación 61850 GOOSE y Sampled Values. Para esto se usaron los archivos presentes en el ejemplo que teníamos disponible en el laboratorio y que se usó de base para el desarrollo de este proyecto. Se usaron dos archivos ICD, uno llamado iec61850ICD y otro llamado iec61869-9\_exICD. El primero es el que se usó para los mensajes GOOSE, y el segundo fue usado para los mensajes SV.

Una vez importados estos archivos, aparecen todas las funcionalidades programadas en ellos en la ventana de configuración de la interfaz I/O.

**Figura 2.7**

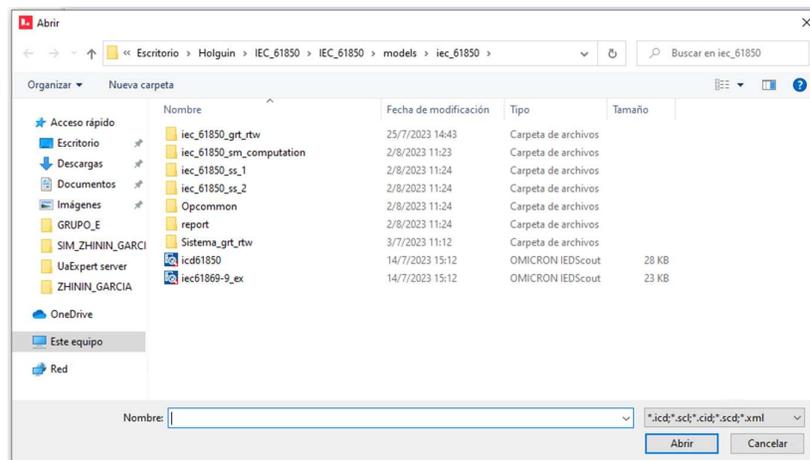
*Ventana para la selección del archivo de configuración de IEC.*



*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle las opciones que se deben seleccionar para, posteriormente, poder los archivos con los que se trabajó el proyecto.

**Figura 2.8**

*Archivos SCL usados en el proyecto.*



*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle los nombres y la ubicación de los archivos icd necesarios para el funcionamiento del proyecto. Estos están ubicados en la misma carpeta del proyecto.

Estos archivos de configuración tienen la información esencial para el funcionamiento del IED, como las definiciones de los dispositivos lógicos, nodos lógicos, data sets, modelos de validación de datos, seguridad, entre otros. De estos,

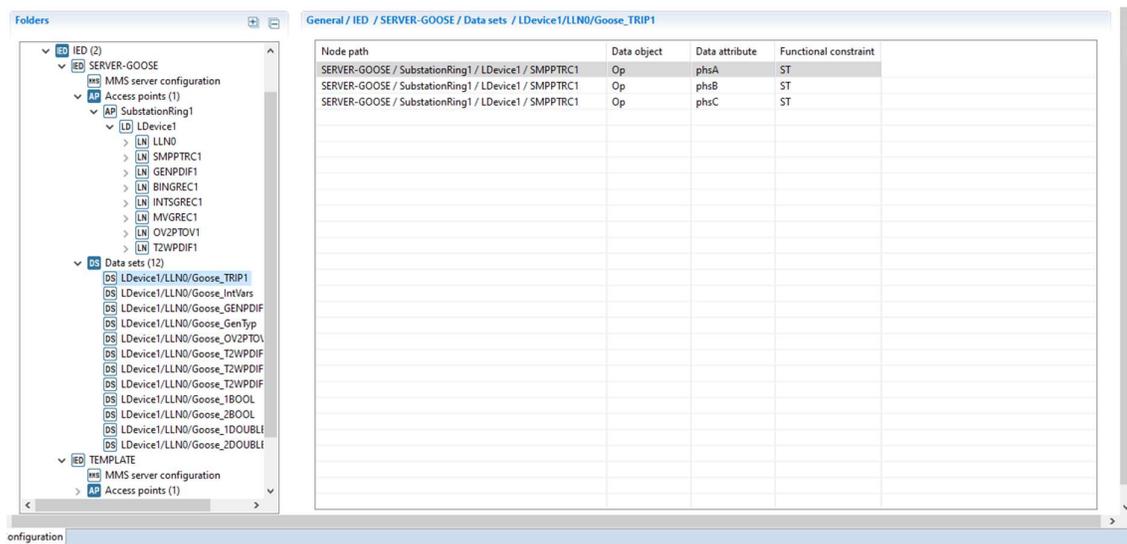
lo principal, son los data sets, ya que en esta sección es donde se especifica la estructura que deben tener los datos que van a ser enviados por el mensaje, es decir, la cantidad de datos y su tipo. [17]

También se puede observar la información de los nodos lógicos. Esto es principalmente información del IED, como variables de estado, conteo de mensajes, reloj interno, identificación, y demás.

Para la interfaz GOOSE, de todos los data sets disponibles, se usaron solamente dos, siendo estos el TRIP1 y OV2PTOV, ya que estos son los que mejor se ajustan a las necesidades del proyecto al tratarse de señales binarias con un origen único. Esto se ve reflejado en la columna “functional constraint” del explorador de la interfaz I/O, donde se indica que este dato es del tipo ST, o “Single Transmitter”.

**Figura 2.9**

*Características de la data set TRIP1 para la transmisión de mensajes GOOSE.*



*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle los elementos del grupo de datos que conforma el nodo lógico TRIP1.

**Figura 2.10**

*Características de la data set OV2PTOV para la transmisión de mensajes GOOSE.*

Node path	Data object	Data attribute	Functional constraint
SERVER-GOOSE / SubstationRing1 / LDevice1 / OV2PTOV1	Ovp1	intA	ST
SERVER-GOOSE / SubstationRing1 / LDevice1 / OV2PTOV1	Ovp1	intB	ST
SERVER-GOOSE / SubstationRing1 / LDevice1 / OV2PTOV1	Ovp2	intA	ST
SERVER-GOOSE / SubstationRing1 / LDevice1 / OV2PTOV1	Ovp2	intB	ST

*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle los elementos del grupo de datos que conforma el nodo lógico OV2PTOV.

Para los mensajes Sampled Values, se tiene tres dataset, de los cuales se usó el primero. Este transmite hasta 8 pares de datos, uno de la característica “instMag.i” y otro “q”. El primero indica que este dato es una magnitud instantánea de una señal eléctrica, que puede ser corriente o voltaje, mientras que el segundo se refiere a la calidad de las muestras de datos transmitidos, indicando si el mensaje es válido, si está fuera de rango o si hubo algún problema en la adquisición de datos en la merging unit. Se usaron seis “instMag.i”, tres para la oscilografía de corriente y otros tres para voltajes. Se dejaron dos libres ya que no se encontró un uso para ellos en este proyecto. Los datos tipo “q” también se dejan libres por la misma razón.

**Figura 2.11**

*Características del dataset MU01 para la transmisión de mensajes Sampled Values.*

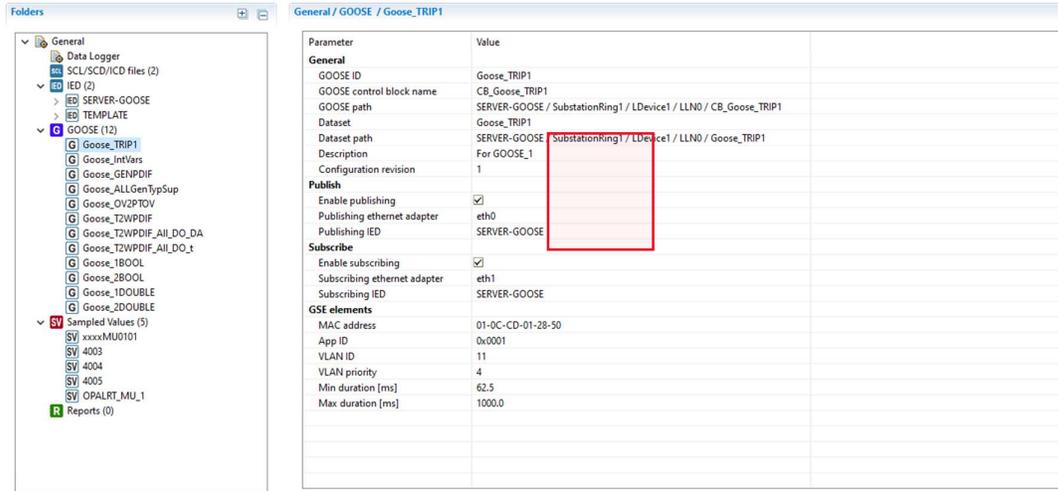
Node path	Data object	Data attribute	Functional constraint
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR1	AmpSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR1	AmpSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR2	AmpSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR2	AmpSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR3	AmpSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR3	AmpSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR4	AmpSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TCTR4	AmpSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR1	VolSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR1	VolSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR2	VolSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR2	VolSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR3	VolSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR3	VolSv	q	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR4	VolSv	instMag.i	MX
TEMPLATE / S1 / MU01 / TVTR4	VolSv	q	MX

*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle los elementos del grupo de datos que conforma el nodo lógico MU01.

Finalmente se configuraron las redes que se usaran en ambas interfaces 61850. Para esto, se deben abrir los apartados GOOSE y Sampled Values que están en el explorador. Aquí vimos nuevamente los data sets disponibles, y habilitamos la publicación y suscripción para cada uno de los que se van a usar, además, se seleccionó en que puerto queremos que se publiquen o reciban los mensajes. Esto último se hace modificando la opción “Publishing ethernet adapter”, donde se pueden escoger las dos opciones disponibles que son “eth0” y “eth1”. Las configuraciones mostradas a continuación aplican para todos los data sets usados en el proyecto.

**Figura 2.12**

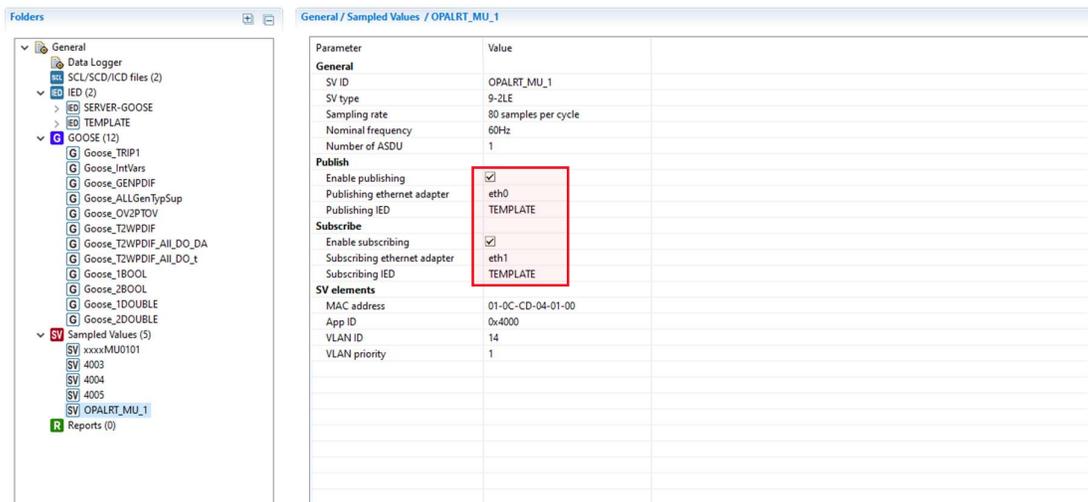
*Configuración típica de los Publisher/Subscriber GOOSE.*



*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle la configuración de las redes que se usan para las comunicaciones del Pub/Sub del nodo lógico TRIP1, pero esto para todos los canales GOOSE.

**Figura 2.13**

*Configuración típica de los Publisher/Subscriber Sampled Values.*



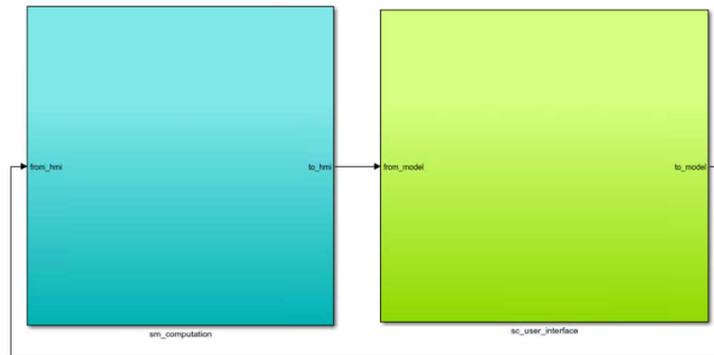
*Nota.* En esta figura se puede ver en detalle la configuración de las redes que se usan para las comunicaciones del Pub/Sub del nodo lógico MU1, pero esto para todos los canales Sampled Values.

### 2.3 Diseño del modelo en SIMULINK

El modelo simulado se mantiene en dos subsistemas, el `sm_computation`, que es donde se ubica el modelo de la red y los IEDS simulados, así como las interfaces de comunicación GOOSE, Sampled Values y OPC UA.

**Figura 2.14**

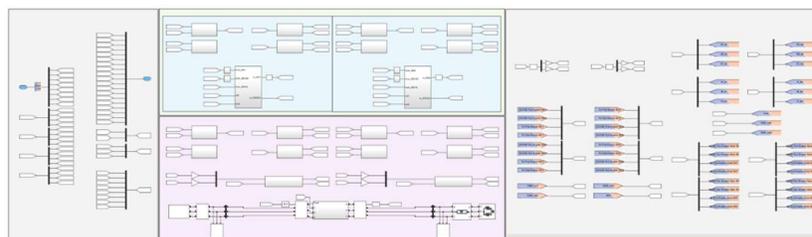
*Vista general del modelo en SIMULINK.*



*Nota.* En esta figura se puede la división del modelo de Simulink.

**Figura 2.15**

*Vista general del subsistema `sm_computation`.*



*Nota.* En esta figura se puede ver la disposición de los elementos que componen el modelo del sistema, así como sus interfaces de comunicaciones OpCOM, OPC UA, y los Pub/Sub IEC 61850.

El modelo toma las mediciones de corriente y voltaje en las barras B1 y B2, y estas son enviadas a los bloques merging unit (MU1 y MU2) que solamente funcionan como un bypass, esto solamente se hizo el fin de ilustrar como se harían las conexiones en una subestación real, mas no tiene una función práctica dentro de la

simulación. Las lecturas de corriente y voltaje deben ser adaptadas a lo que se tendría si se tomaran con instrumentación real, es decir, a una corriente de entre 5 y 1 A, y un voltaje de 110 o 220V.

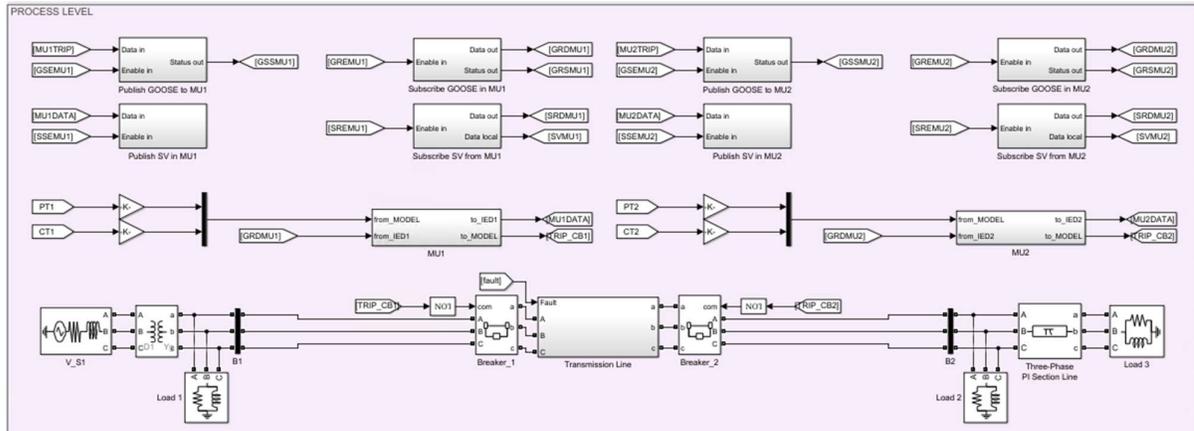
Ya que el presente proyecto se enfoca en la simulación de las comunicaciones, se usará un modelo matemático simplificado en lugar de los transformadores de instrumentación que se usan con este fin, por ello se usa un bloque ganancia por 1/800 para la corriente y 110/25k para el voltaje.

Adicionalmente, se crearon bloques representativos para los Publisher y Subscriber GOOSE y Sample Values. Estos bloques se hicieron en pares, de tal manera que el Publisher representa el punto donde se emite el mensaje, y el Subscriber donde se recibe. De forma general, estos canales se estructuraron siguiendo los siguientes criterios de diseño:

- Todos los bloques Publisher y Subscriber tiene una de entrada "Enable in", que es donde ingresa la señal habilitadora controlada desde la HMI local en la consola de SIMULINK. Por otra parte, los Publishers tienen una entrada "Data in" que es por donde ingresa la información que va a enviar.
- Los bloques Publisher y Subscriber GOOSE tienen una salida de estado, llamada "Status out", y en ellas se encuentra información de estado del relé simulado (cuenta de mensajes recibidos y cambios de estado).
- Todos los Subscriber tiene una salida "Data out" de donde se obtienen la información recibida por los mensajes 61850. En el caso de los Subscriber

Sample Values, la salida “Data local” se usa para separar la información que se enviar a la HMI de la información que se va a reenviar hacia el segundo IED.

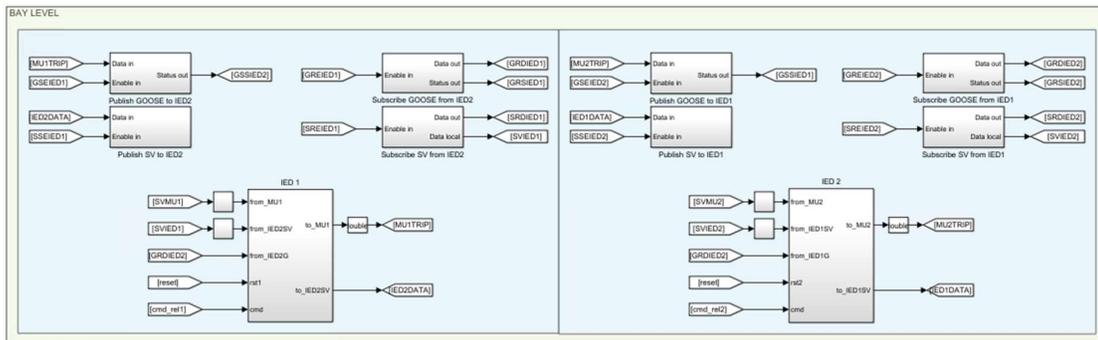
**Figura 2.16**  
*Modelo del nivel de procesos del SEP.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la red simulada y los Pub/Sub para las comunicaciones entre los niveles de Bahía y Proceso.

En el nivel de procesos se mantienen los canales de comunicación 61850 entre los IED's y las Merging Units, mientras que en el nivel de Bahía se ubicaron los canales de comunicación entre los IED's.

**Figura 2.17**  
*Modelo del nivel de bahía del SEP.*

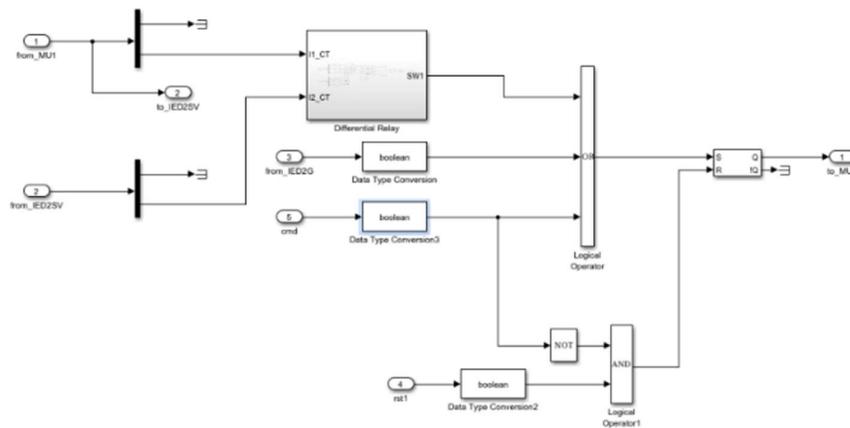


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle los Pub/Sub para las comunicaciones entre los dispositivos del nivel de Bahía.

Para el diseño del relé diferencial, se consideraron 4 funciones: el disparo que se da cuando se detecta la falla; el disparo que se da cuando el otro relé comunica, con mensajería GOOSE que actuó; el comando que permite abrir o cerrar el interruptor desde la consola o la HMI de LabView; y el reinicio del sistema, que aplica para ambos IED's.

**Figura 2.18**

*Modelo del relé simulado.*

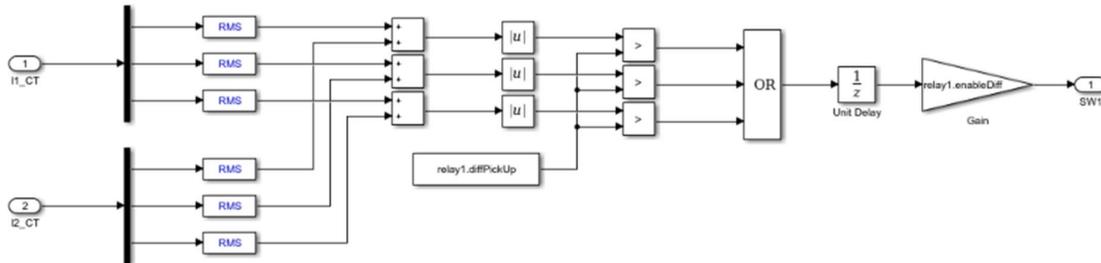


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la lógica de funcionamiento del relé modelado.

Como se mencionó al inicio del capítulo, se modeló un relé diferencial de línea que actúa instantáneamente para poder evaluar con mayor precisión los tiempos de transmisión de los mensajes GOOSE. Se ubicó un bloque de ganancia en la salida del relé, cuyo valor puede ser de “1” o “0”. Esto nos permite habilitar o deshabilitar esta función para el relé en específico, modificando el valor de la variable “enableDiff” en las estructuras “relay1” y “relay2”, ya que mientras este sea cero, la salida de este proceso siempre será cero.

**Figura 2.19**

*Lógica de funcionamiento del relé diferencial.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la lógica de funcionamiento de la función de protección modelada.

## 2.4 Diseño de Publishers y Subscribers

En el interior de los subsistemas de los Publishers y Subscribers se ubicaron los bloques OpInput y OpOutput según los requerimientos de cada data set usado.

En cuanto a los Publisher GOOSE, estos tienen una función especial llamada “testFlags”, que son variables de estado usadas para indicar si el mensaje enviado corresponde a un ensayo, y por lo tanto no debe ser usado para la operación del sistema.

La cantidad de datos enviados debe ser acorde a la cantidad de datos admitidos por el data set usado, por lo tanto, para el data set TRIP1, se deben añadir dos constantes para completar los tres datos que lleva el paquete, y para el data set OV2PTOV, se deben añadir tres constantes más. Lo mismo aplica para los mensajes Sample Values. A pesar de que no se usen, estas constantes deben ser añadidas para evitar que los mensajes sean interpretados como paquetes de datos perdidos. Ya que las constantes añadidas no tienen un uso en este proyecto, son enviadas a un bloque terminador en el punto de recepción (Subscriber).

**Figura 2.20**

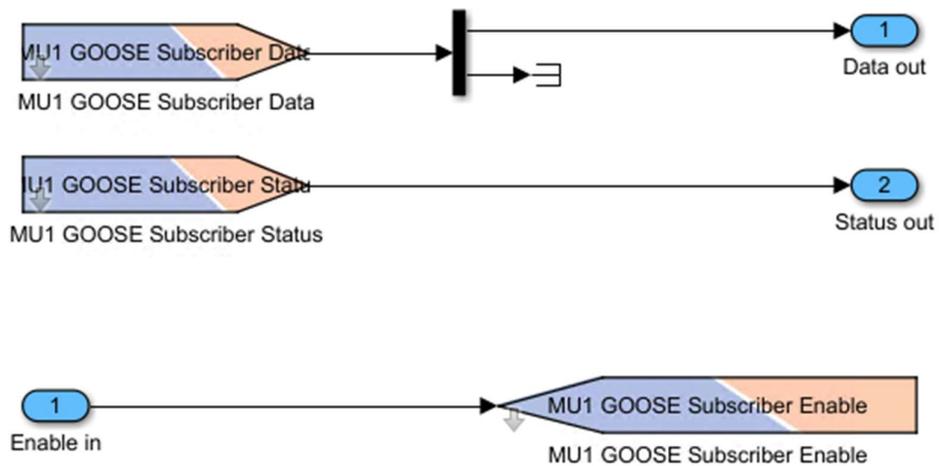
*Modelo de los Publisher GOOSE.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo general que siguen todo los Publisher GOOSE.

**Figura 2.21**

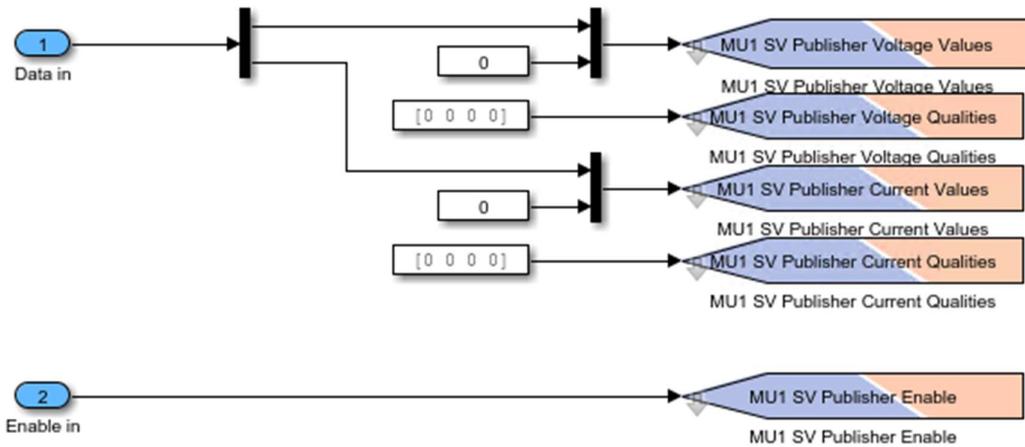
*Modelo de los Subscriber GOOSE.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo general que siguen todo los Subscriber GOOSE.

**Figura 2.22**

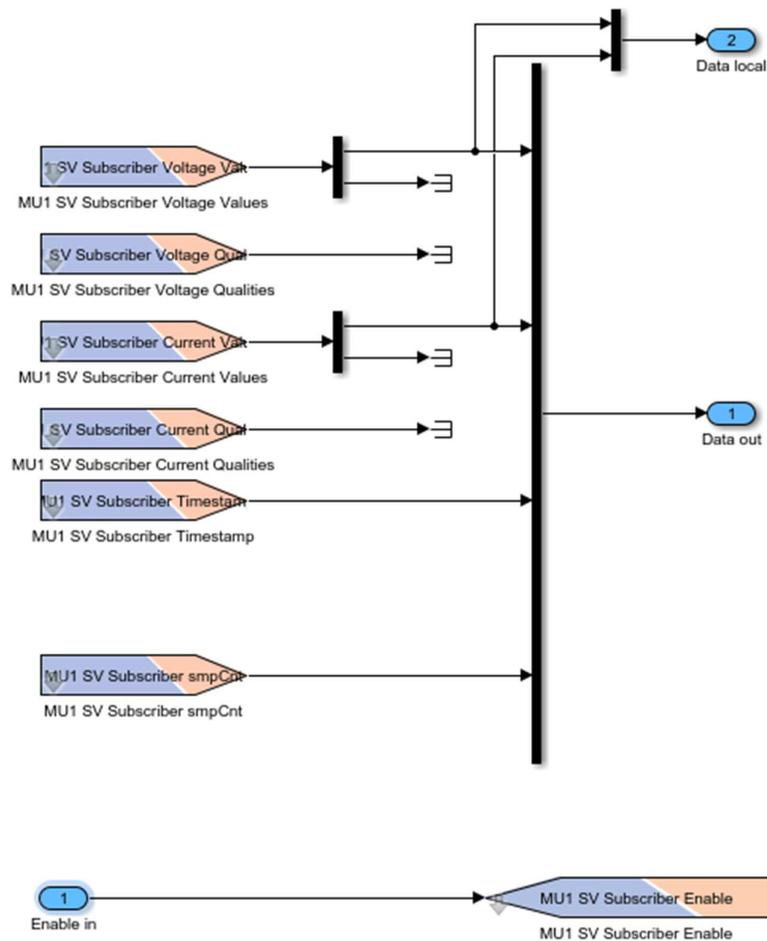
*Modelo de los Publisher Sampled Values.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo general que siguen todos los Publisher Sampled Values.

**Figura 2.23**

*Modelo de los Subscriber Sampled Values.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo general que siguen todos los Subscriber Sampled Values.

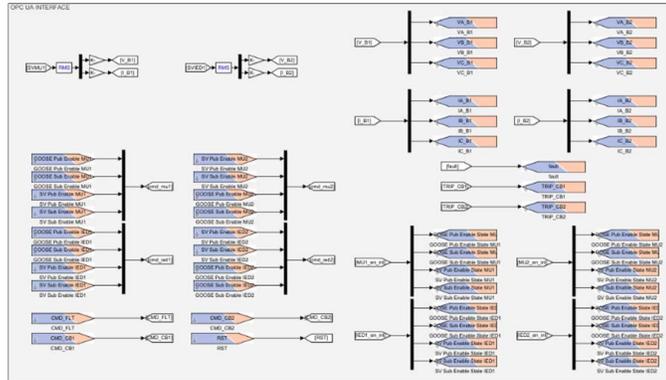
## 2.5 Interfaz de comunicación OPC UA y OpCOM.

La comunicación con la HMI en LabVIEW se hace con el protocolo OPC UA. Dadas las limitaciones de este protocolo, no se recomienda enviar oscilografías, si no, valores RMS y variables de estado de los componentes de la red.

Se dejaron las bases para que, en un futuro, se puedan implementar las funciones de habilitar los Publisher y Subscriber desde esta HMI, para lo cual se recomienda cambiar el protocolo actual (OPC UA) por MMS.

**Figura 2.24**

*Interfaz OPC UA para la comunicación con la HMI en LabVIEW.*

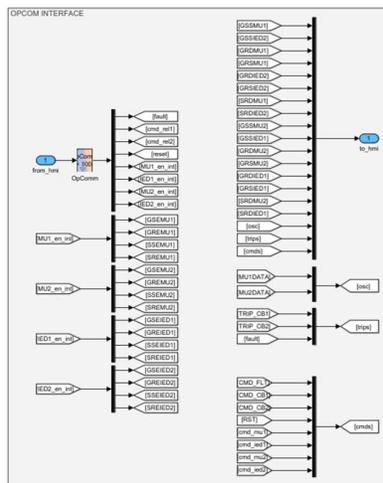


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la interfaz de comunicación OPC UA usada para la HMI de LabVIEW.

Para la comunicación con la consola, se usa el protocolo OpCOM. Este protocolo no requiere de la creación de una interfaz aparte ya que es gestionada por RT-LAB y solamente se deben hacer las conexiones entre los subsistemas `sm_computation` y `sc_user_interface`, tal como se indica en la Figura 2.10.

**Figura 2.25**

*Interfaz OP COM para la comunicación con la consola de SIMULINK.*



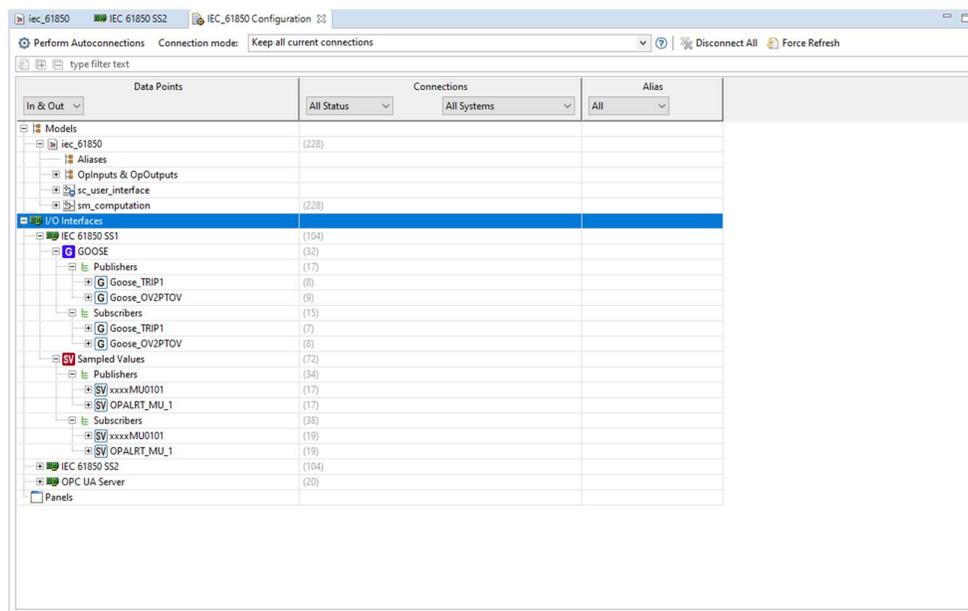
*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la interfaz de comunicación OPC UA usada para la consola de Simulink.

## 2.6 Configuración de conexiones de señales

Una vez culminado el desarrollo del modelo, se debe compilar para que se actualice la ventana de configuración del proyecto. Aquí nos aparecerán todas las interfaces habilitadas y todos los bloques OpInput y OpOutput ubicados en el modelo. Con esto, podemos hacer las conexiones necesarias entre los data points de las interfaces y las entradas/salidas del modelo.

**Figura 2.26**

*Ventana de configuración para las conexiones entre las señales de las interfaces habilitadas y los bloques OPinput/OPoutput.*



*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la ventana de configuración de I/O programables según las interfaces habilitadas.

Para la interfaz GOOSE, los data points “stNum” y “sqNum” corresponden a la salida “Status out”, “Pause” es la entrada del enable, y “simulation” y “ndsCom” son de la entrada testFlags. Todos estos data points corresponden a variables de estado del relé.

El campo stNum (State Number) indica la cantidad de veces que la señal ha cambiado de estado, mientras que el campo sqNum (Sequence Number) indica el orden que lleva el mensaje en la secuencia, y es usado para asegurarse de que los cambios de estado sean ejecutados en el orden correcto.

El campo ndsCom (Number of Data Sets in Compound) indica cuantos dataset han sido enviados en un solo mensaje, y es usado cuando varios eventos deben ser informados al mismo tiempo. Esta función no se ha usado en este proyecto, por lo que se espera que su valor sea 1.

**Figura 2.27**

*Configuración para los canales de mensajería GOOSE.*

In & Out	Data Points	Connections	Alias
	IEC 61850 SS1	(104)	
	GOOSE	(32)	
	Publishers	(17)	
	Goose_TRIP1	(8)	
	Settings	(5)	
	Pause	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	stNum	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	sqNum	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	simulation	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	ndsCom	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsA	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsB	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsC	= iec_61850/sm_computation/Publish GOOSE to MU1/MU1 GOO	
	Goose_OV2PTOV	(9)	
	Subscribers	(15)	
	Goose_TRIP1	(7)	
	Settings	(4)	
	Pause	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	stNum	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	sqNum	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	State	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	simulation	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	Header simulated bit	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsA	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsB	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	SERVER-GOOSE/Su...PPTRC1/Op/phsC	= iec_61850/sm_computation/Subscribe GOOSE in MU1/MU1 GO	
	Goose_OV2PTOV	(8)	
	Sampled Values	(72)	
	Publishers	(34)	
	SV xxxxMU0101	(17)	
	SV OPALRT MU 1	(17)	

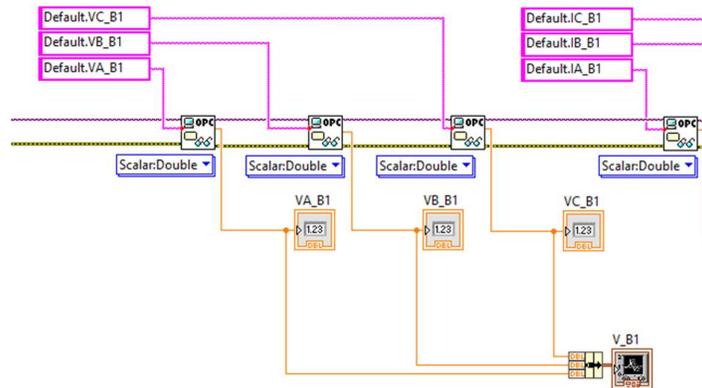
*Nota.* En esta figura se muestra a detalle la configuración general que tienen los canales GOOSE.

En la interfaz Sample Values los data points “Timestamp” y “smpCnt” corresponden a la salida Status Out, y “Pause” es la entrada del enable. El campo Timestamp se refiere a la marca de tiempo del valor muestreado, es decir, indica el momento exacto en que se tomó la medición de la señal analógica. Este es un dato fundamental para la sincronización y coordinación de las mediciones en los equipos de la red. El campo smpCnt es el contador de muestras tomadas, y se usa para identificar el orden de llegada de los mensajes. Este dato es reiniciado cada segundo, por lo que va de 0 a el número total de muestras en dicho periodo de tiempo. Como se puede ver en la **Figura 2.13**, el archivo ICD usado permite un total de 80 muestras por ciclo, por lo que el máximo de muestras esperado es de 4800.



**Figura 2.29**

*Modelo de recolección de datos para el Osciloscopios de las lecturas RMS de la simulación.*

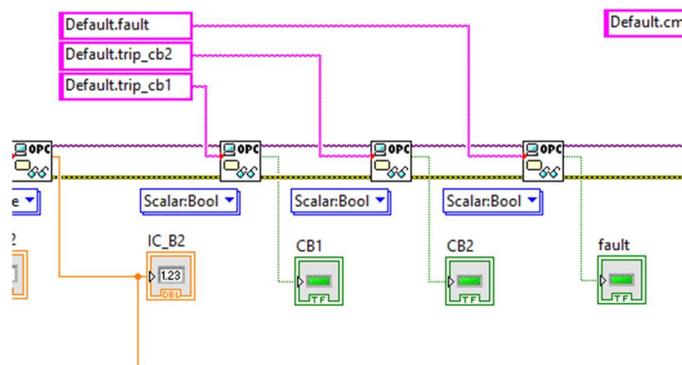


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo de bloques en LabVIEW para la visualización de los valores RSM enviados desde el Target.

También se muestran los disparos de los relés, así como el estado de la falla.

**Figura 2.30**

*Modelo de recolección de datos para mostrar el estado de los interruptores y la falla de la simulación.*

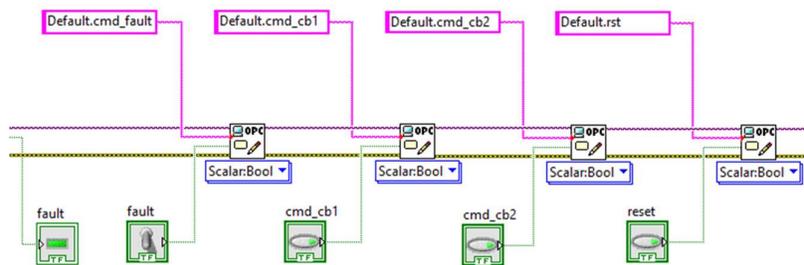


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo de bloques en LabVIEW para la visualización de estado de los elementos de la red.

Además de esto, se implementó una interfaz para comandar el SCADA, permitiendo abrir y cerrar los Interruptores desde la HMI, activa o desactivar la falla, y reiniciar el estado de los relés.

**Figura 2.31**

*Modelo de panel de operación del SCADA desde LabVIEW.*

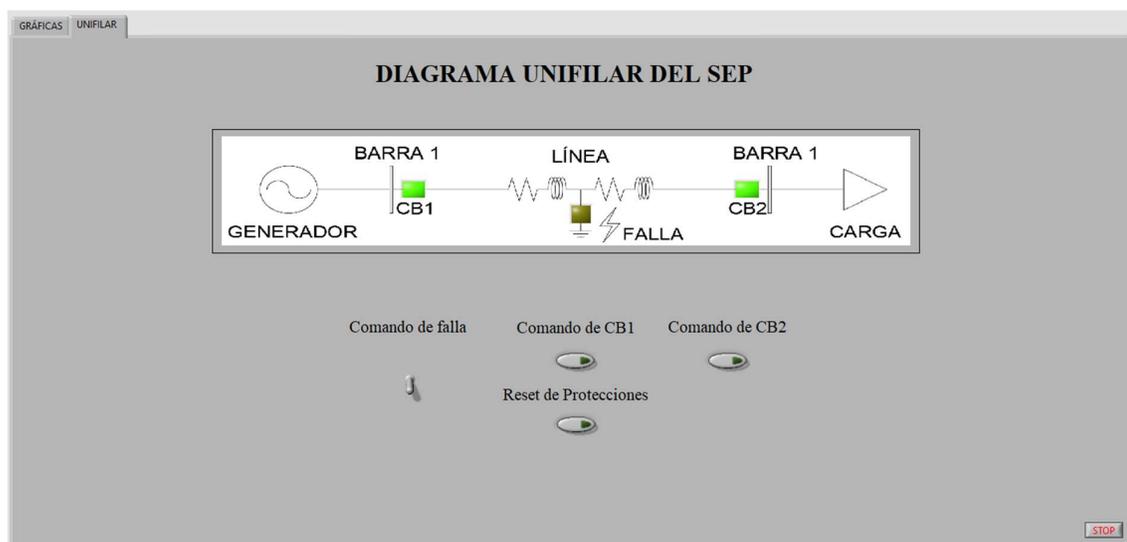


*Nota.* En esta figura se muestra a detalle el modelo de bloques en LabVIEW para la operación de los dispositivos de la red.

Finalmente se separó la HMI en dos ventanas, una para ver el monitorear y comandar las protecciones y la falla, y otra para mostrar las lecturas en las barras.

**Figura 2.32**

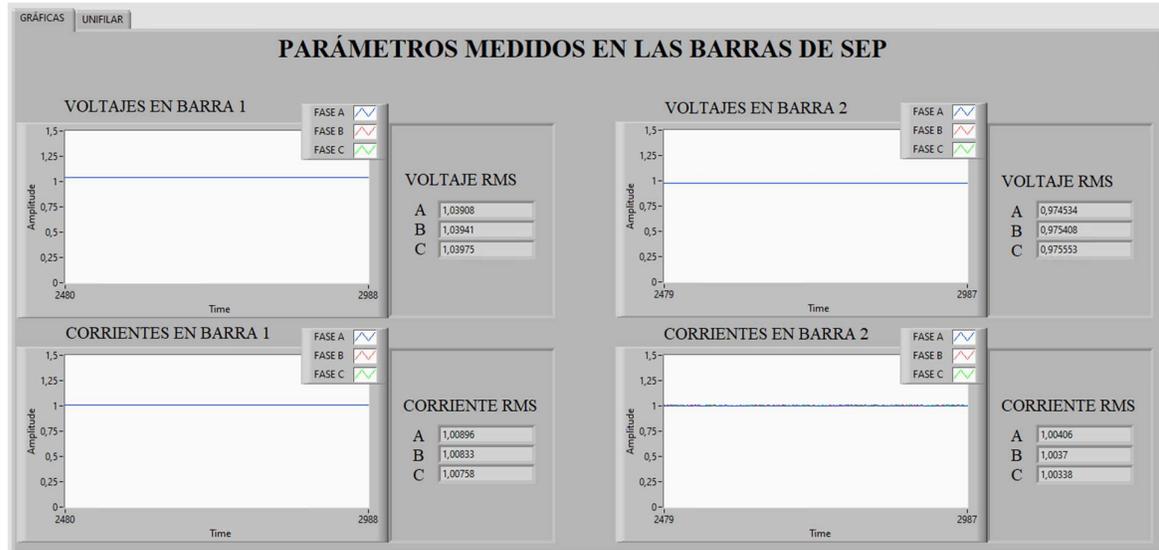
*Diseño del panel de operación del SCADA en LabVIEW.*



*Nota.* En esta figura se muestra la interfaz desarrollada para la operación del SEP.

**Figura 2.33**

*Diseño del panel de gráficas del SCADA en LabVIEW.*



*Nota.* En esta figura se muestra la interfaz desarrollada para la visualización de parámetros del SEP.

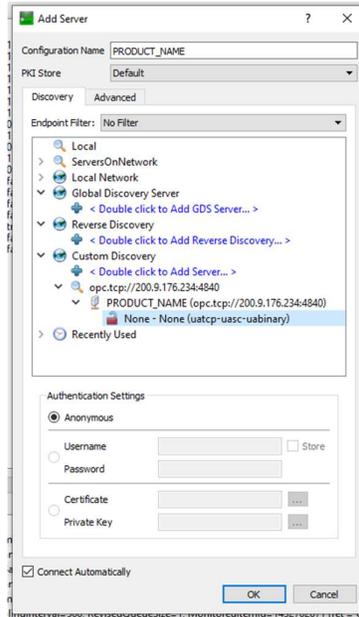
## 2.8 Comunicación entre el Target y LabVIEW

Para comunicar el Servidor OPC UA del simulador con el cliente de LabVIEW, se usa UA Expert. En este programa debemos especificar la dirección y puerto TCP para del servidor, de la misma manera como se hizo en LabVIEW.

Una vez creada la conexión, los mensajes enviados en este protocolo se muestran en el explorador de UA Expert. En esta ventana se puede visualizar sus valores y estados en tiempo real, además de mostrar alertas en el caso de que uno de los elementos del mensaje deje se pierda y su contenido se haya visto afectado, impidiendo su lectura.

**Figura 2.34**

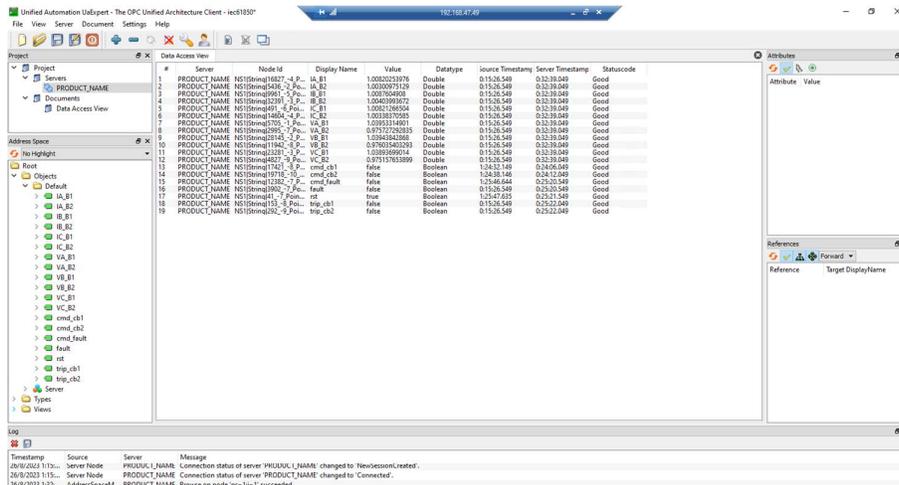
*Establecimiento de conexión entre el UA EXPERT y el simulador.*



*Nota.* En esta figura se muestra la ventana de selección de servidor OPC UA con el que se hizo la conexión entre el Target y la HMI de Simulink.

**Figura 2.35**

*Datos enviados por OPC UA desde el simulador.*



*Nota.* En esta figura se muestra en detalle los datos enviados por el servidor OPC UA.

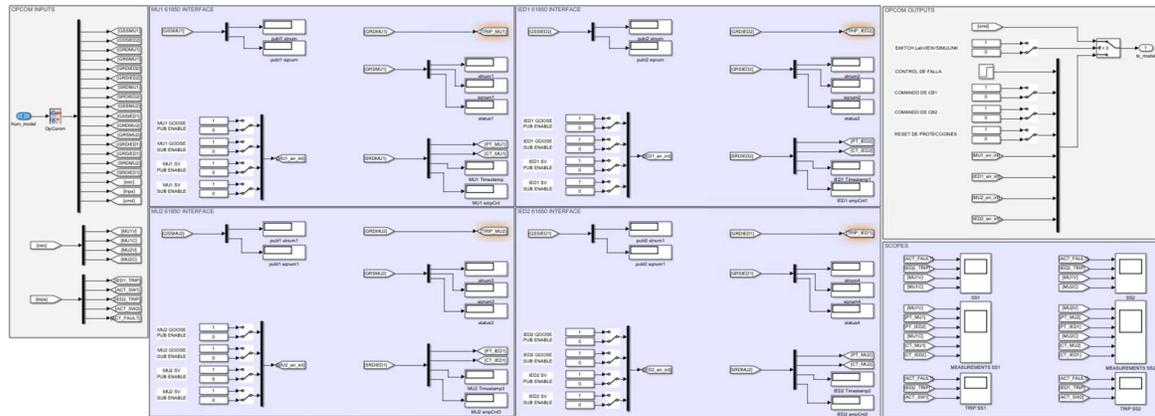
## 2.9 Diseño de consola en SIMULINK

Esta consola es principalmente para la operación y visualización de los aspectos más técnicos del proyecto, tal como los tiempos de transmisión del mensaje,

deformación de las ondas con cada retransmisión, y simulación de escenarios específicos como la pérdida de canales de comunicación.

**Figura 2.36**

*Layout de la HMI en SIMULINK.*

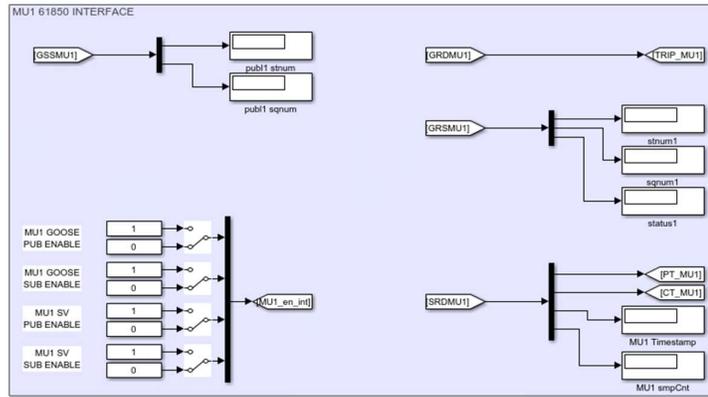


*Nota.* En esta figura se muestra en detalle la disposición de los elementos de monitoreo de la consola de Simulink.

Para poder operar y visualizar si cada canal está activo o inactivos, se separó los conjuntos de datos recibidos en la consola correspondientes a cada equipo con 61850. En cada una de estas, se tienen pantallas donde se muestran las variables de estado de cada interfaz 61850, además de selectores desde los que se puede habilitar o deshabilitar cada Publisher y Subscriber. Cabe decir que, para desactivar un canal, basta con deshabilitar el Publisher o el Subscriber, pero para activarlo, ambos deben estar habilitados.

**Figura 2.37**

*Interfaz típica para la operación de los canales 61850.*

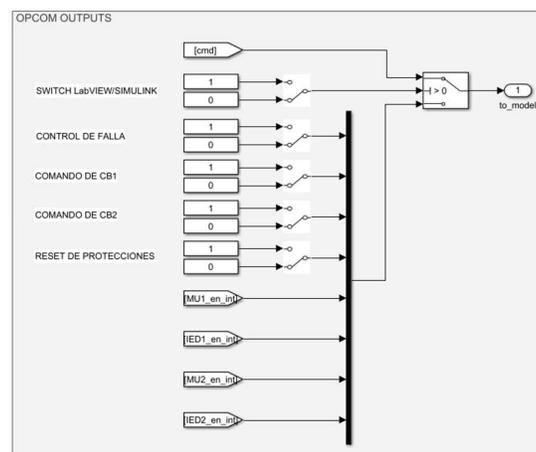


*Nota.* En esta figura se muestra en detalle la interfaz de estados de los canales de comunicación de cada interfaz IEC 61850.

Para la operación del SCADA, se implementa un selector que nos permite cambiar desde donde se comanda el sistema, que puede desde la consola en SIMULINK, o desde la HMI en LabVIEW. Ambas tienen las mismas funciones, que son operación de los Interruptor, comando de la falla, y reinicio del sistema.

**Figura 2.38**

*Consola para la operación del SCADA.*



*Nota.* En esta figura se muestra en detalle la interfaz de control de la consola, que nos permite cambiar el estado de sus dispositivos y elegir que HMI está activa.

Además de esto, se agregaron osciloscopios donde se permite la visualización de las oscilografías, así como las secuencias de operación de las protecciones.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El análisis de resultados constituye una etapa crucial en la investigación sobre el estándar IEC 61850 en el ámbito de la automatización de sistemas de potencia. Este capítulo se adentra en la evaluación del banco de simulación diseñado para evaluar la efectividad y el rendimiento del estándar en la práctica. A medida que la industria eléctrica sigue evolucionando hacia sistemas más inteligentes y eficientes, la adopción y la implementación exitosa de normas como la IEC 61850 son fundamentales para garantizar la estabilidad y la confiabilidad de la infraestructura energética.

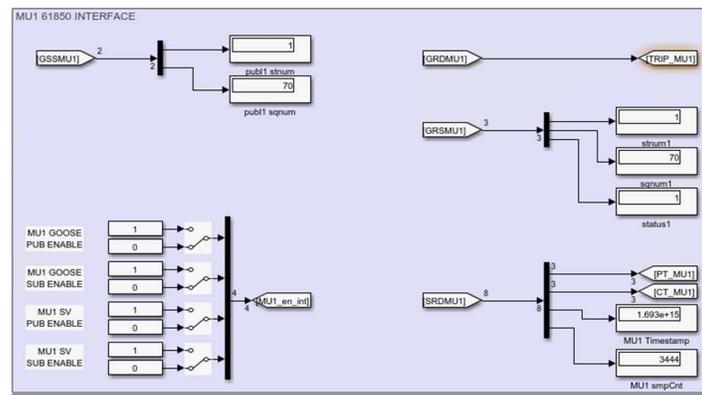
El objetivo central de este capítulo es analizar y presentar los resultados obtenidos mediante la implementación de pruebas en diferentes escenarios con el banco de simulación desarrollado, buscando reproducir condiciones que podría presentarse en operación. Se explorará cómo la norma IEC 61850 influye en la comunicación, el control y la gestión de dispositivos simulados en una subestación eléctrica en un entorno controlado. El análisis abordará tanto el desempeño cuantitativo como cualitativo, con un enfoque en evaluar la eficacia del estándar en términos de tiempo de respuesta, confiabilidad y capacidad para enfrentar desafíos operativos en escenarios de falla.

### 3.1 Simulación de Falla Trifásica al 50% de la Línea.

Al iniciar la simulación, lo primero se muestra son las pantallas las variables de estado del IED. Estas variables de estado se usan como indicador de que las comunicaciones están operando correctamente, ya que se muestran valores que cambian conforme se envían los mensajes. Para los mensajes GOOSE, tenemos variables de estado que nos indican cuantos mensajes se han enviado, y cuantas veces ha cambiado de estado la variable enviada. Para los mensajes Sampled Values, las variables de estado nos muestran la cantidad de mensajes recibidos por segundo, y considerando que el tiempo de muestreo configurado en los ICD es de 80 muestras por ciclo, se deberían obtener 4800 mensajes por segundo.

**Figura 3.1**

*Reportes de estado de las comunicaciones obtenidos desde el relé simulado.*



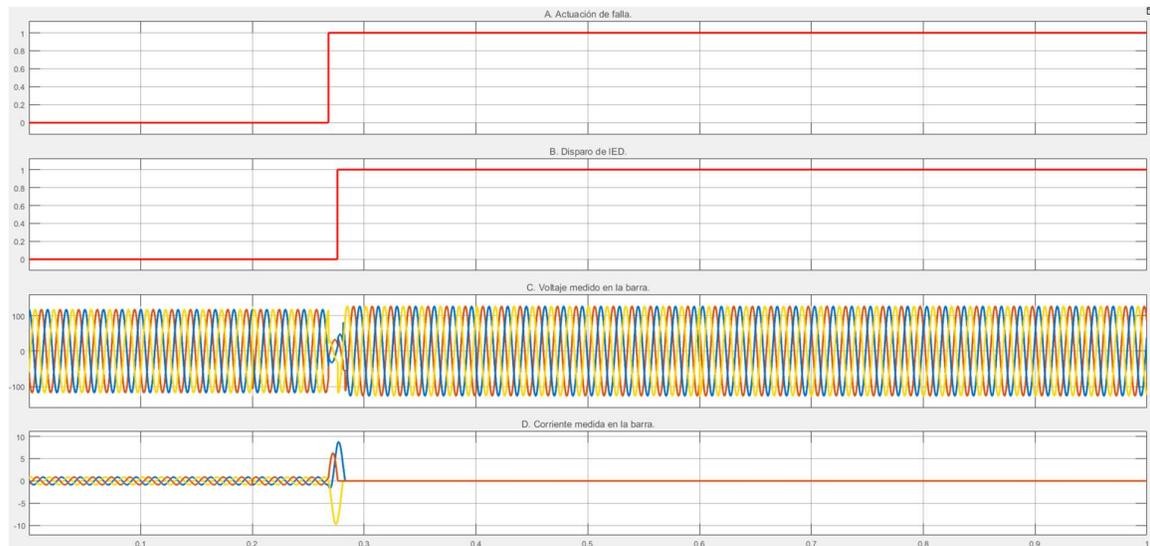
*Nota.* En esta figura se muestra en detalle como se ve la interfaz de estado de los canales de comunicación IEC 61850 cuando está corriendo la simulación.

Para poder estudiar con más detalle los tiempos de actuación, se hizo la simulación con una duración de 1 segundo, donde la falla se ejecuta al segundo 0.25. Debido al delay presente por la comunicación por OpCOM y la consola, la falla opera en el modelo en el segundo 0.2711.

Las señales mostradas a continuación son del instante en que se ejecuta la falla en comparación con el momento en que se hace efectivo el disparo de interruptor de la barra, además de su efecto en los parámetros medidos en la barra en cuestión, que en este caso es la barra 1. Podemos ver que la protección simulada actúa conforme a lo previsto, con un delay casi imperceptible debido a los tiempos de transmisión de los mensajes y el tiempo de procesamiento de la simulación.

**Figura 3.2**

*Representación gráfica de la secuencia eventos en la barra 1 durante una falla trifásica.*

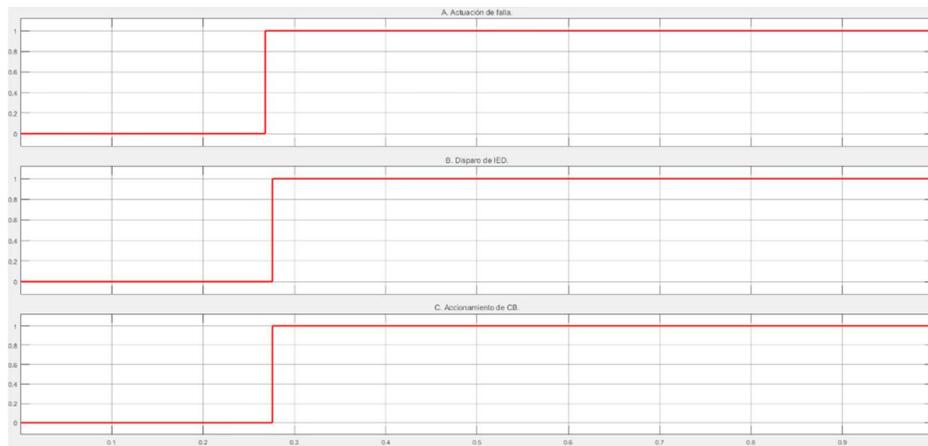


**Nota.** Actuación de la falla (A), actuación de relé(B), onda de voltaje (C) y onda de corriente (D).

En la siguiente figura podemos ver el instante en que actúa la falla, en comparación con el momento en que el IED1 da la orden de disparo, y el momento en que actúa el interruptor de la barra 1. De igual manera podemos notar ligeros retrasos por los tiempos transmisión de los mensajes. El retraso entre el momento en que se da la falla y el momento en que el relé1 da la orden de disparo (Figura 3.3.A y Figura 3.3.B) es debido al tiempo de transmisión de los mensajes Sampled Values que se envían de la MU1 al IED1, además del tiempo de procesamiento del propio relé (esto se verá en mayor detalle más adelante), mientras que el retraso de entre que el relé da la orden disparo y el interruptor actúa (Figura 3.3.B y Figura 3.3.C), es debido al tiempo de transmisión del mensaje GOOSE que va del IED1 a la MU1.

**Figura 3.3**

Gráfica comparativa de los tiempos de los eventos en la barra 1.

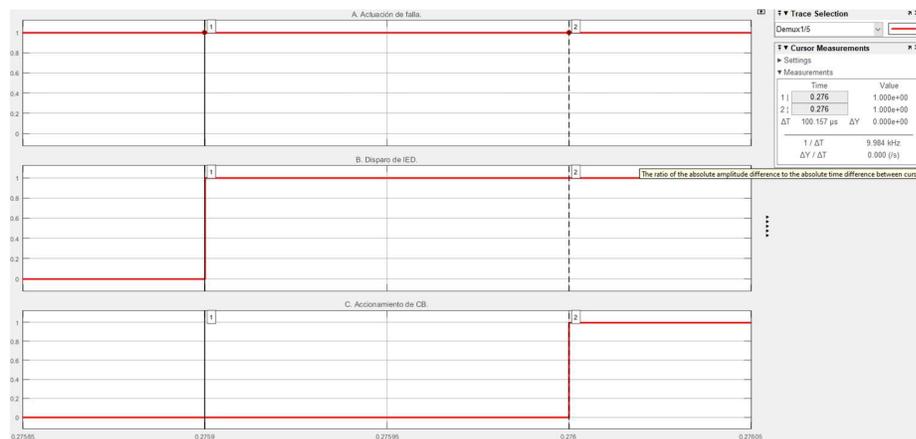


*Nota.* Ejecución de la falla (A), disparo del relé (B) y accionamiento del interruptor de la barra 1 (C).

A continuación, podemos ver en mayor detalle el tiempo de transmisión del mensaje del trip desde el IED1 hasta la MU1, que fue de 100.157 microsegundos, es decir 0.1 milisegundos. Según lo especificado en la norma, este tiempo de transmisión debería ser menor que 3 milisegundos, según lo indicado en la Tabla 1.1, por lo que está dentro del tiempo sugerido.

**Figura 3.4**

*Visualización del tiempo de transmisión del mensaje GOOSE con la señal de disparo para el interruptor de la barra 1.*

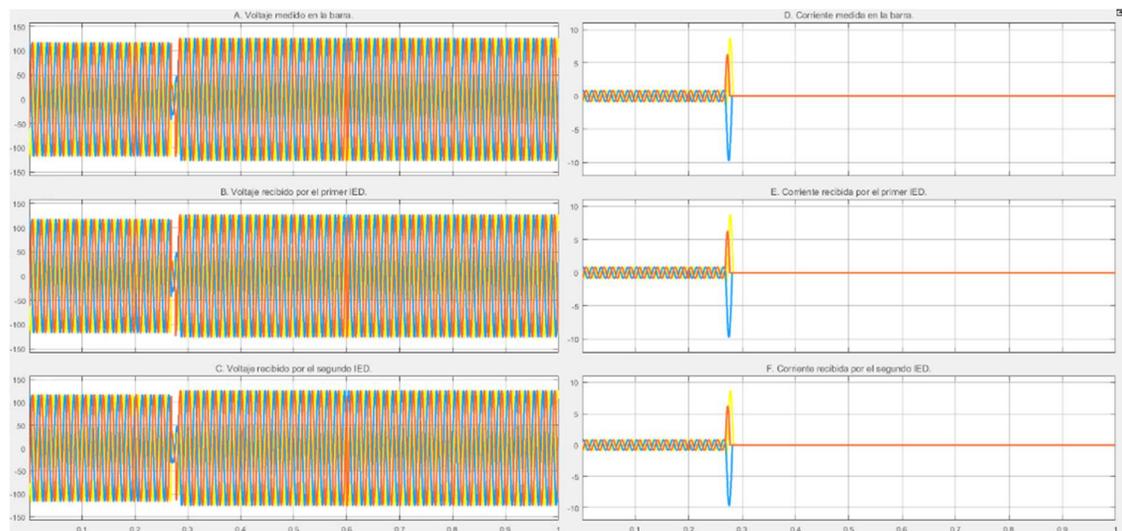


*Nota.* En esta grafica se visualiza la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción del mensaje GOOSE, que representa el tiempo de transmisión del mensaje.

En cuanto a los mensajes Sampled Values, a continuación, se muestran las oscilografías de voltaje y corriente medidas en la barra 1. En la primera fila tenemos las oscilografías originales, y en las filas 2 y 3 tenemos el primer y segundo envío de la señal respectivamente. Podemos que no se presentan mayores deformaciones notable en la onda con cada retransmisión, es decir, las señales enviadas presentaron un alto grado de fidelidad respecto a las señales originales.

**Figura 3.5**

*Oscilografías de parámetros medidos en la barra 1 durante la falla.*



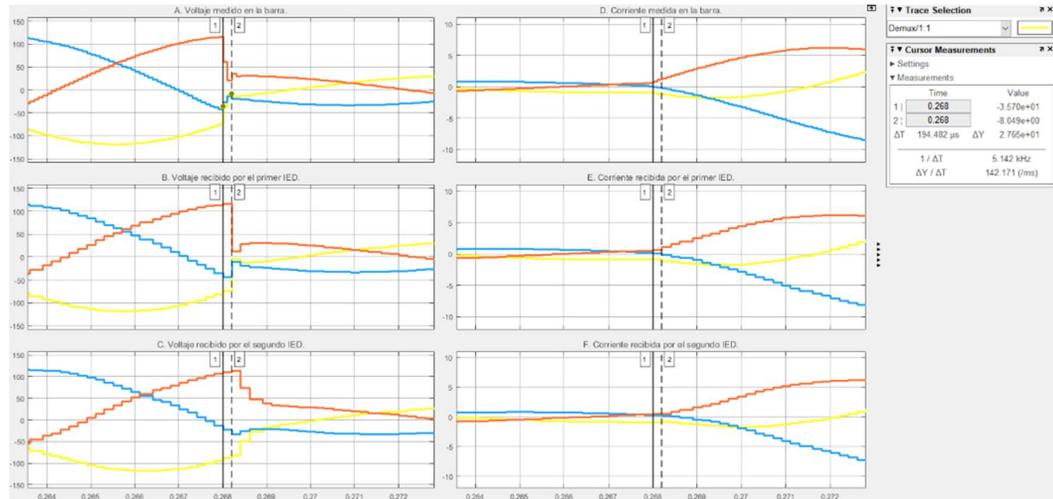
*Nota.* A la izquierda están los voltajes y a la derecha están las corrientes. Onda original medida en la barra (A y D), onda transmitida por SV desde la merging unit hacia el primer relé (B y E), y onda retransmitida desde el primer relé hacia el segundo relé (C y F).

Volviendo a la Tabla 1.1, el tiempo de transmisión permitido para los mensajes Sampled Values debe ser menor a 3 milisegundos en sistema con un desempeño óptimo, aunque tiempos menores a 10 milisegundos se consideran aceptables. En la Figura 3.6 y Figura 3.7 podemos ver que con cada envío se retrasó la onda 194.482 microsegundos, es decir, 0.194482 milisegundos, cumpliendo con esta condición. Cabe resaltar que la señal reenviada no se somete a ningún tipo de procesamiento, solamente ingresa al primer IED y dentro se separan lo que se usa

para la actuación del IED de lo que se reenvía, por lo que solo funciona como un bypass.

**Figura 3.6**

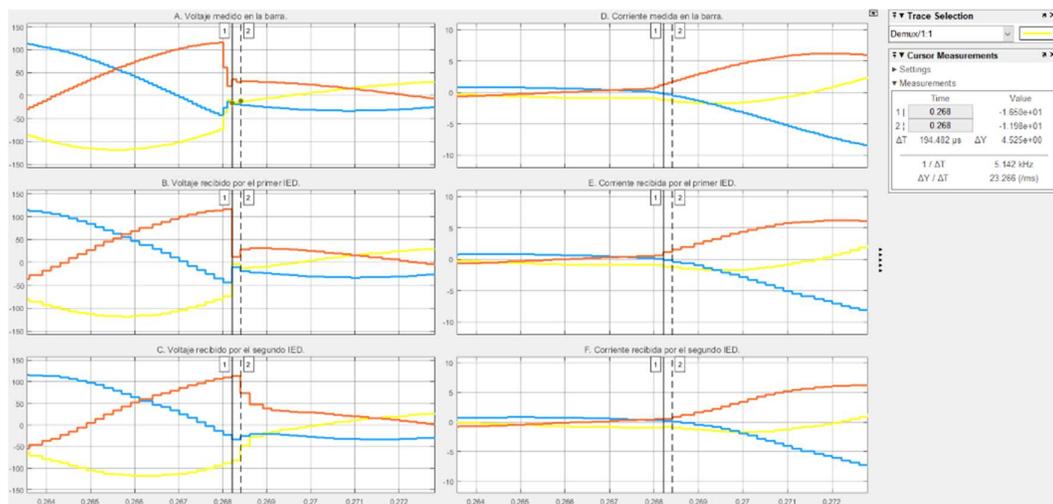
*Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre la MU1 y el IED1.*



*Nota.* En esta gráfica se ve la medición de la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción de los mensajes Sampled Values que van de la MU1 al IED1.

**Figura 3.7**

*Visualización del tiempo de retransmisión del mensaje SV entre el IED1 y el IED2.*

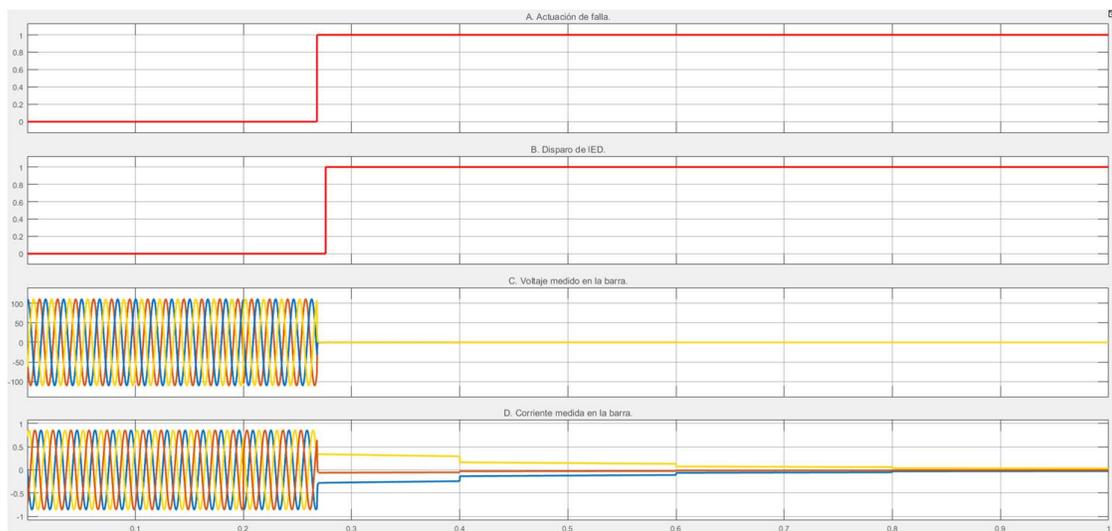


*Nota.* En esta gráfica se ve la medición de la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción de los mensajes Sampled Values que van del IED1 al IED2.

Para la barra 2 podemos ver resultados similares a los obtenidos en la barra 1. Dada el diseño de la red con la que se está evaluando este proyecto, la falla trifásica no produce un sobrenivel, pero aun así actúa la protección, ya que al ser una protección diferencial de línea, recibe las lecturas del IED en el otro extremo de esta, y este es el punto clave para evaluar que la comunicación por Sampled Values sea efectiva.

**Figura 3.8**

*Representación gráfica de la secuencia eventos en la barra 2 durante una falla trifásica.*



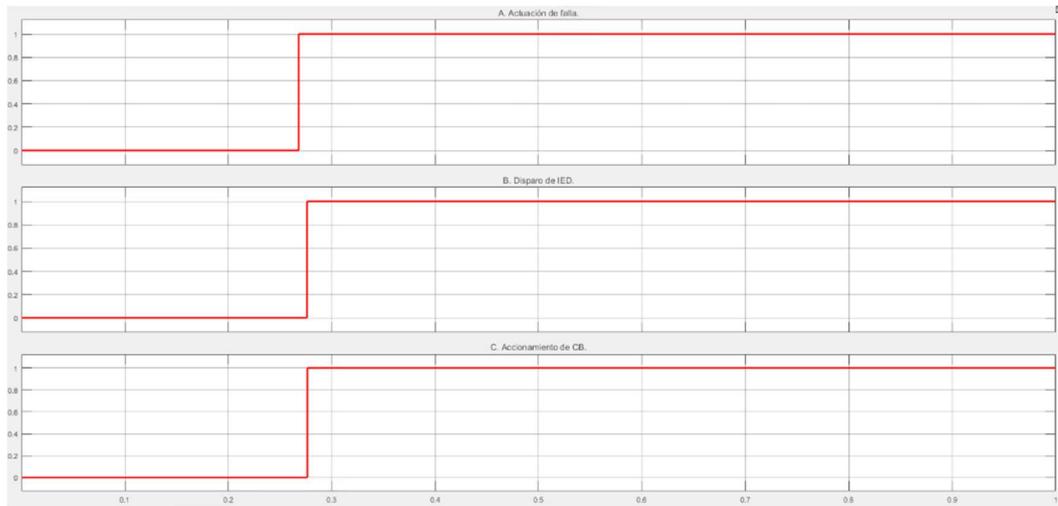
*Nota.* Actuación de la falla (A), actuación de relé(B), onda de voltaje (C) y onda de corriente (D).

En la figura a continuación vemos una comparación entre el instante en que se efectúa la falla en el modelo, con el momento en que actúa el IED2 y el momento en que se abre el interruptor 2. De la misma manera en que se evaluaron los tiempos de actuación para los equipos de la barra 1, aquí podemos ver el retraso entre el instante en que actúa la falla y el momento en que el relé 2 la detecta y actúa en consecuencia (Figura 3.9.A y Figura 3.9.B) permitiéndonos medir el tiempo de transmisión de los mensajes Sampled Values enviados desde la MU2 al IED2 sumado al tiempo de procesamiento del relé. También podemos medir el retraso entre la actuación del IED2 y la actuación del interruptor de la barra 2 (Figura 3.9.B y Figura 3.9.C), lo que nos permite ver el tiempo de transmisión del mensaje GOOSE enviado desde el IED2 a la MU2.

Al igual que en el caso de la barra 1, no se presentan retrasos notables, ya que la actuación de la protección aparenta ser instantánea.

### Figura 3.9

Gráfica comparativa de los tiempos de ejecución de la falla (A), disparo del relé (B) y accionamiento del interruptor de la barra 2 (C).

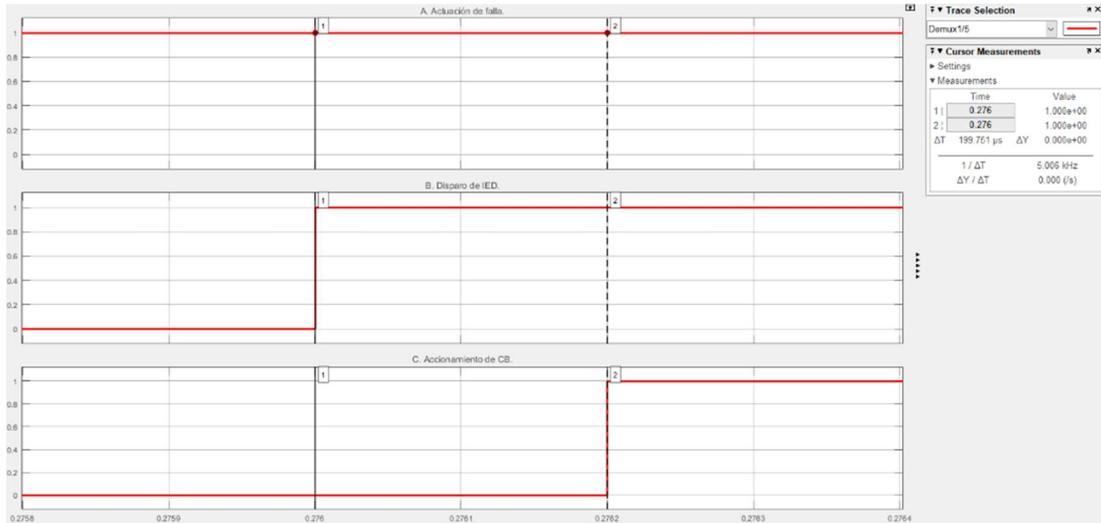


Nota. Actuación de la falla (A), actuación de relé(B), onda de voltaje (C) y onda de corriente (D).

En lo referente al tiempo de actuación, podemos ver que en este caso fue de 199.157 microsegundos, que es igual a 0.199157 milisegundos. A pesar de que es casi el doble de lo obtenido para el IED1, sigue estando dentro de lo admitido por el estándar. Esto se debe a la presencia de un bloque de memoria ubicado en la salida del IED2 que es necesario para evitar Loop Lógicos que provocan errores en la comunicación, ya que este bloque hace que este relé vaya un paso atrasado respecto al otro. también puede jugar un papel en esto el que en la configuración de las interfaces se haya especificado que la interfaz del IED1 tienen un mayor orden de prioridad que la interfaz del IED2.

**Figura 3.10**

*Visualización del tiempo de transmisión del mensaje GOOSE con la señal de disparo para el interruptor de la barra 2.*

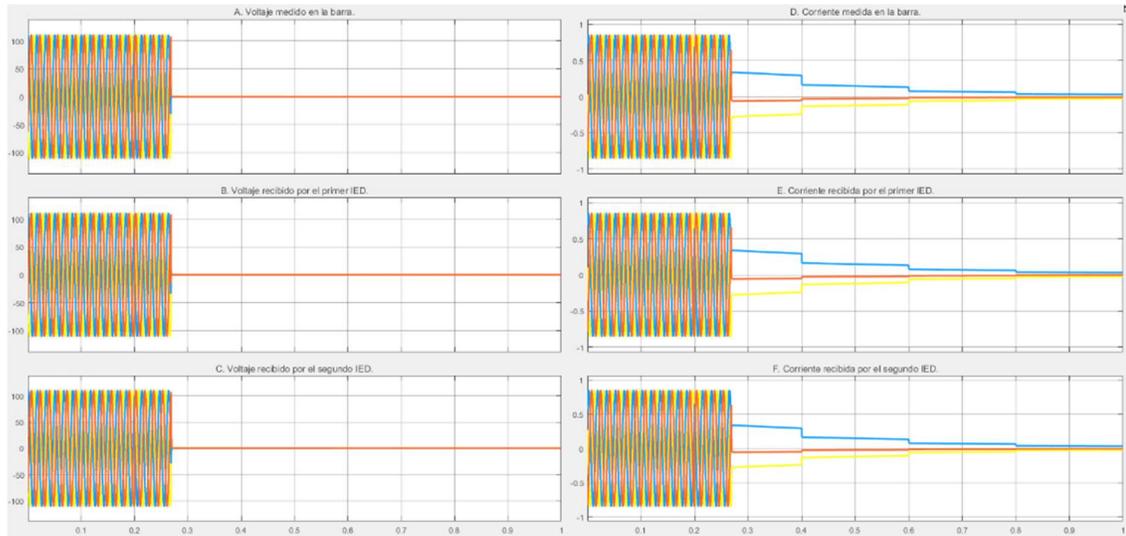


*Nota. En esta grafica se visualiza la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción del mensaje GOOSE, que representa el tiempo de transmisión del mensaje.*

Analizando la oscilografías en la barra 2, que tienen la misma disposición especificada para la Figura 3.5, podemos ver que no se presentaron deformaciones mayores en cada retransmisión de las oscilografías de voltaje y corriente, manteniendo el grado alto grado de fidelidad que se vio en las oscilografías de la barra 1. También notar una deformación periódica en las ondas de corriente, específicamente en los segundos 0.4, 0.6 y 0.8. Dada la naturaleza periódica de esta deformación, y dado que está presente incluso en las oscilografías originales (Figura 3.11.A y Figura 3.11.B), mismas que nos son enviadas por protocolo Sampled Values, podemos concluir con seguridad que estas se deben a una falla en el protocolo OpCOM, que se usa para la comunicación entre la consola y el simulador.

**Figura 3.11**

*Oscilografías de parámetros medidos en la barra 2 durante la falla.*

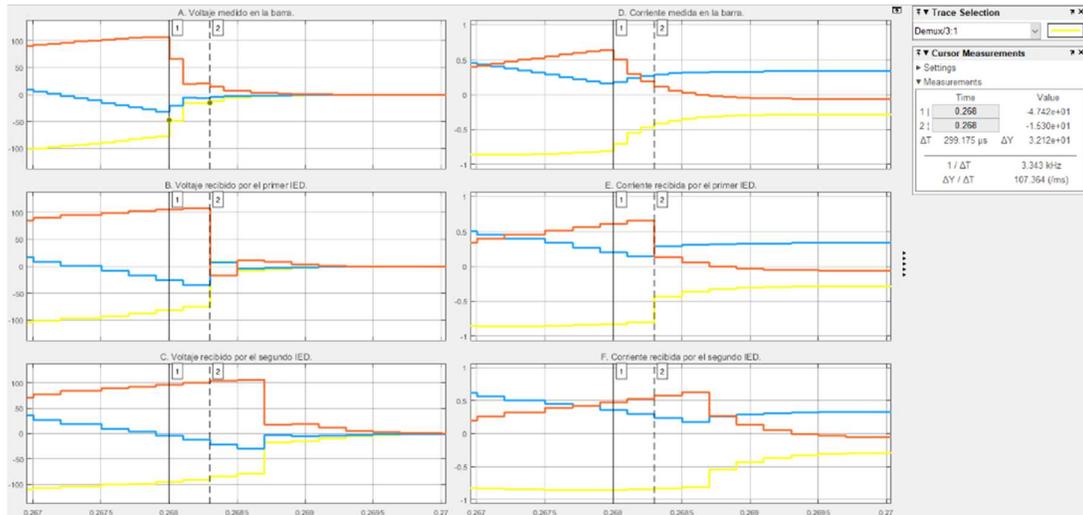


*Nota.* A la izquierda están los voltajes y a la derecha están las corrientes. Onda original medida en la barra (A y D), onda transmitida por SV desde la merging unit hacia el primer relé (B y E), y onda retransmitida desde el primer relé hacia el segundo relé (C y F).

Al igual que en la barra 1, se obtuvo un mayor tiempo de transmisión en los mensajes SV con las mediciones en la barra 2, siendo de 299.75 microsegundos para el primer envío, es decir 0.29975 milisegundos, y 398.90 microsegundos para el reenvío, es decir 0.3989 milisegundos. La razón es la misma con la que se explicó el aumento en el tiempo de transmisión de los mensajes GOOSE. Aun así, se muestra un buen desempeño del protocolo.

**Figura 3.12**

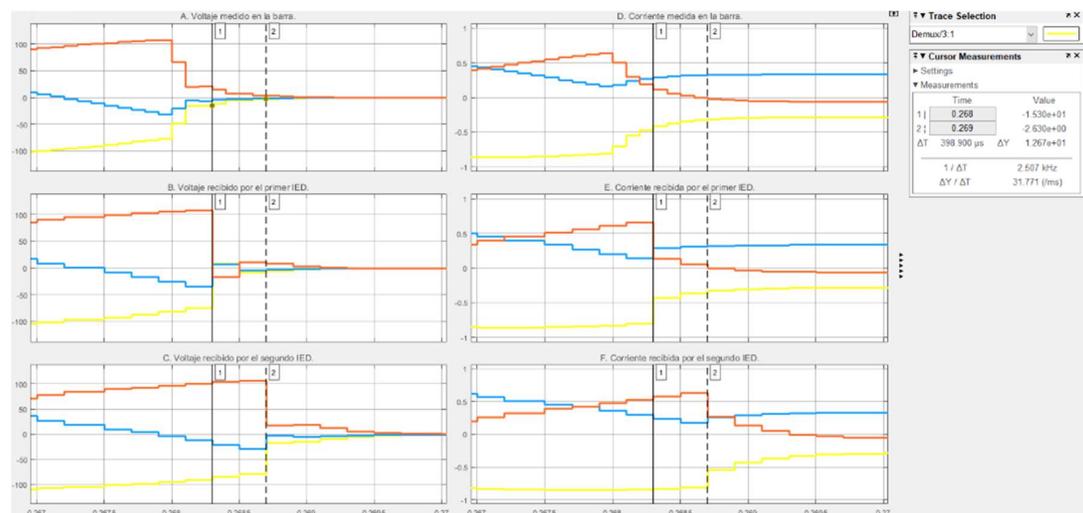
Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre la MU2 y el IED2.



*Nota.* En esta gráfica se ve la medición de la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción de los mensajes Sampled Values que van de la MU2 al IED2.

**Figura 3.13**

Visualización del tiempo de transmisión del mensaje SV entre el IED2 y el IED1.



*Nota.* En esta gráfica se ve la medición de la diferencia de tiempo entre el envío y la recepción de los mensajes Sampled Values que van del IED2 al IED1.

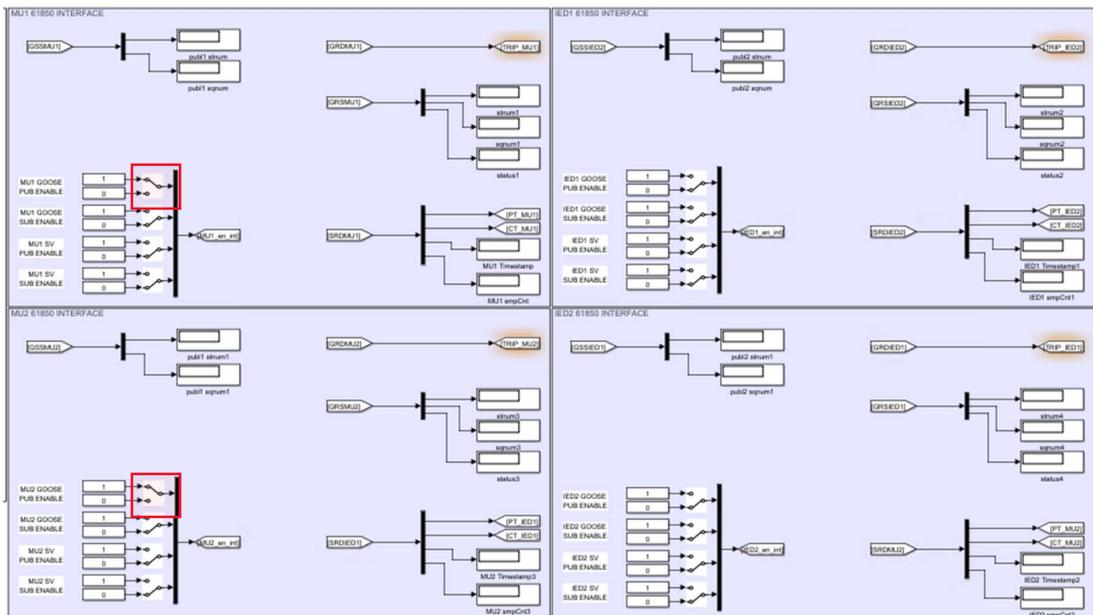
### 3.2 Simulación de pérdida de canales de comunicación

Por la forma en que se diseñó el modelo, se pueden simular eventos en los que se pierdan todos y cada uno de los canales de comunicación. Por simplicidad y para evitar repetir resultados, en este documento se presentan dos de estos eventos, uno en el que se pierden los canales GOOSE entre el nivel Proceso y Bahía, y otro en el que se pierden los canales SV en el nivel de Bahía.

Para simular el primer escenario, debemos deshabilitar el canal correspondiente cambiando el estado del Selector, ya sea del Publisher o del Subscriber, tal como se muestra en la figura a continuación. Con eso se busca que, los IED's reciban la lectura por medio de Sample Values, y efectúen la orden de disparo, pero que esta no pueda ser transmitida a la merging unit, y por lo tanto no actúe el interruptor.

**Figura 3.14**

*Configuración de los selectores enable/disable para pausar los canales de comunicación GOOSE.*

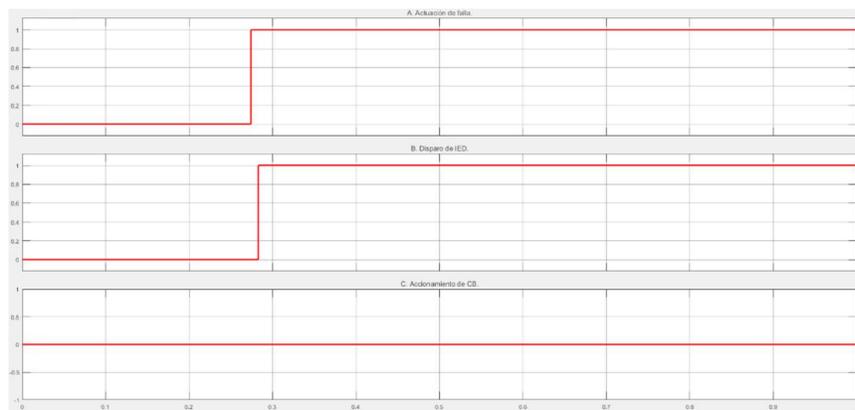


*Nota.* En esta gráfica se ve la configuración de la interfaz de control de los canales de comunicación IEC 61850 que permite deshabilitar la comunicación GOOSE.

Como resultado, podemos ver que, efectivamente, a pesar de que el relé dio la orden de disparo, no se recibe la señal en el interruptor, y, en consecuencia, no se despeja la falla, tal como se puede ver en la oscilografía presentada en la Figura 3.16.

**Figura 3.15**

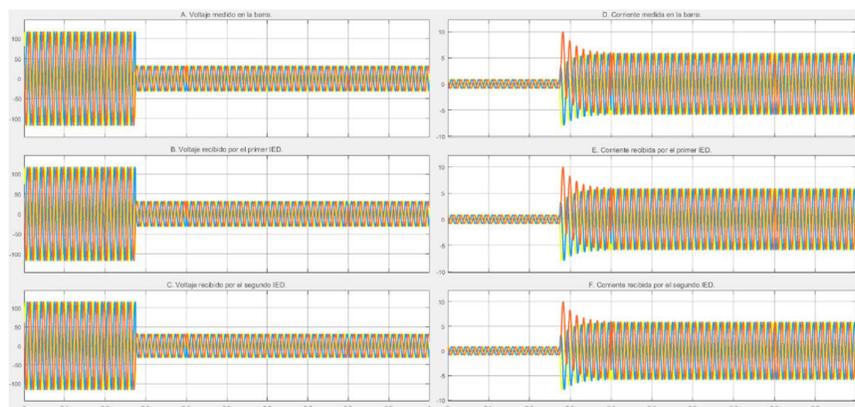
Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal GOOSE que transmite la señal de disparo del relé al interruptor.



*Nota.* En esta gráfica se muestra como no existe comunicación GOOSE a pesar de que hubo un disparo por parte de los IED.

**Figura 3.16**

Gráfica para la visualización de las oscilografías medidas en la barra cuando se pierde la comunicación GOOSE.

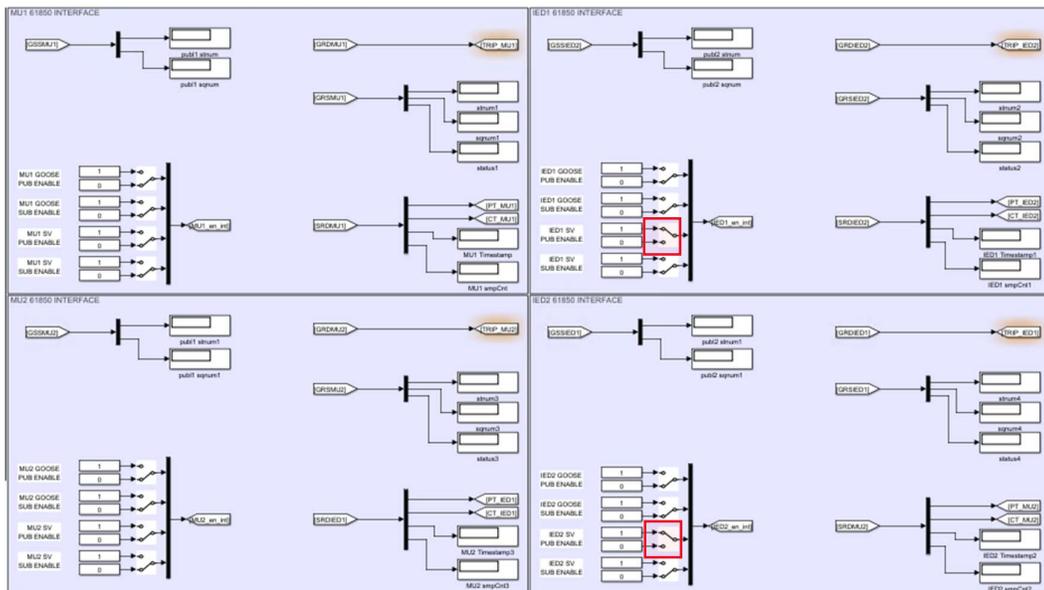


*Nota.* En esta gráfica se muestra como no se comporta la red cuando no actúan las protecciones por la falta de los canales GOOSE.

De igual manera, para la simulación del segundo caso, se inhabilita el Publisher o el Subscriber de los canales SV a nivel Proceso. El resultado esperado es que los IED no retransmitan las lecturas que les llegan desde las merging unit. Con esto, el IED2, al no presentarse un sobrenivel en las lecturas que le llegan desde la merging unit, no actuará por orden del relé diferencial de línea, sino por el mensaje GOOSE que le llega desde el IED1, comprobando la coordinación de estas protecciones en el caso de pérdida del canal SV a nivel proceso.

**Figura 3.17**

*Configuración de los selectores enable/disable para pausar los canales de comunicación Sampled Values.*

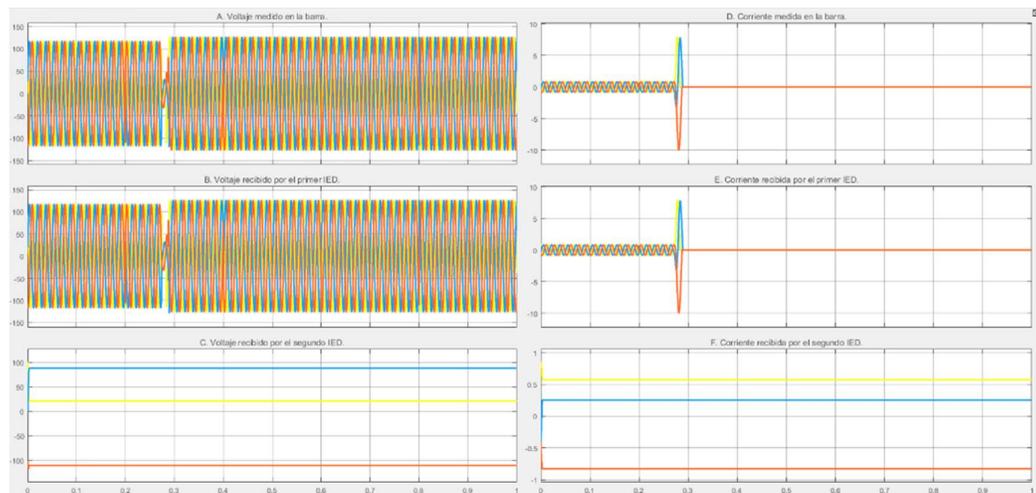


*Nota.* En esta gráfica se muestra cómo se comporta la red cuando no actúan las protecciones por la falta de los canales GOOSE.

Como resultado de esto, podemos ver que no se actualiza la onda retransmitida, esta se queda en el último valor medido, ya que se cortó la comunicación SV entre los IED's, aun así, las protecciones actúan por que los canales GOOSE se mantienen.

**Figura 3.18**

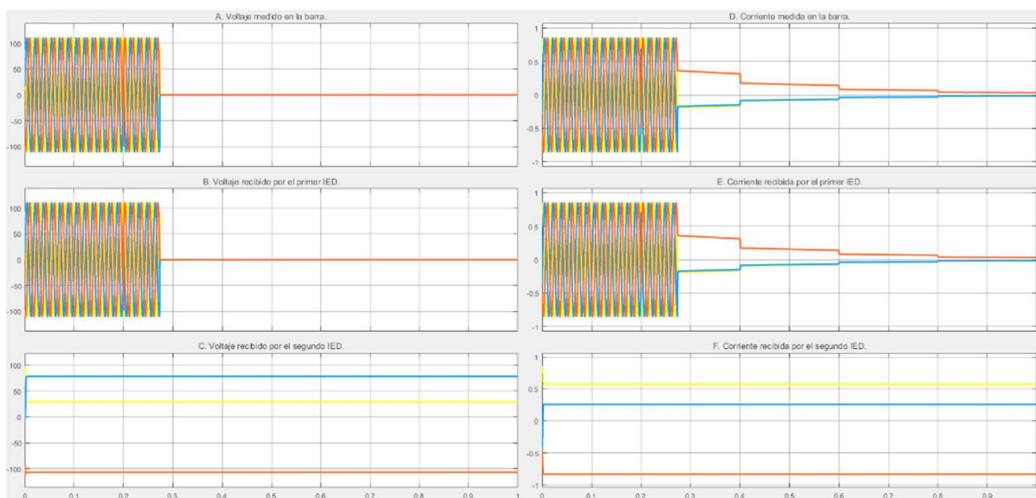
Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal SV que retransmite las oscilografías medidas en la barra 1.



*Nota.* En esta gráfica se muestra cómo se pierden la comunicación Sampled Values que retransmiten la señal, las señales visualizadas son de la barra 1.

**Figura 3.19**

Gráfica para la visualización de la pérdida de comunicación en el canal SV que retransmite las oscilografías medidas en la barra 2.



*Nota.* En esta gráfica se muestra cómo se pierden la comunicación Sampled Values que retransmiten la señal, las señales visualizadas son de la barra 2.

### 3.3 Resultados de la HMI en LabVIEW

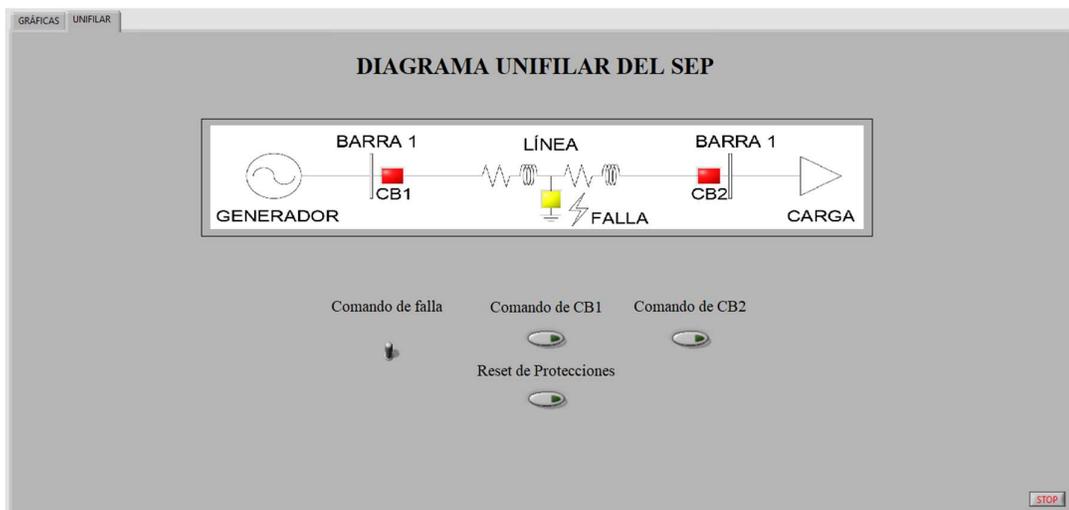
La secuencia de operación con la que se evaluó la correcta operación de esta HMI es la siguiente:

- Se inicia la falla moviendo el selector de “Comando de falla”.
- Se verifica que los leds de estado de los interruptores y la falla se activen.
- Se verifica que las lecturas mostradas en la pestaña de “Gráficos” sea correcta.
- Se despeja la falla volviendo el selector de “Comando de falla” a su estado inicial.
- Se pulsa el botón reinicio.
- Se verifica que los leds de estados de los interruptores y falla regresen a su estado inicial.
- Se verifica que la falla haya sido despejada cuando las lecturas regresan a su valor nominal ( $\approx 1$ p.u.)

A continuación, se muestran las imágenes que comprueban que la secuencia descrita se ejecutó correctamente.

**Figura 3.20**

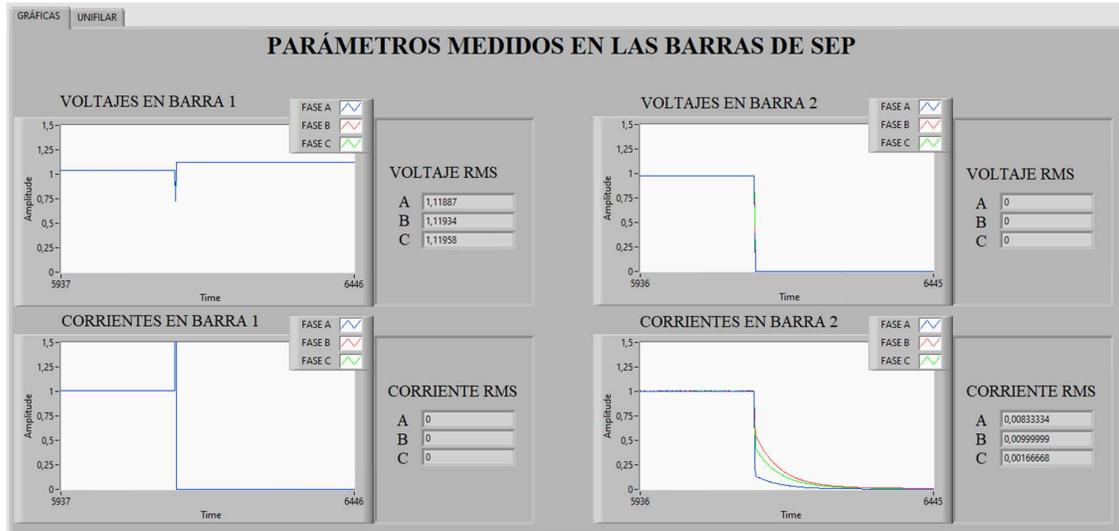
*Pantalla de operación cuando se ejecuta la falla.*



*Nota.* En esta gráfica se muestra como se ve la pantalla de operación durante una falla. Podemos notar los cambios de colores en los LED, que representan el estado de los elementos que componen la red.

**Figura 3.21**

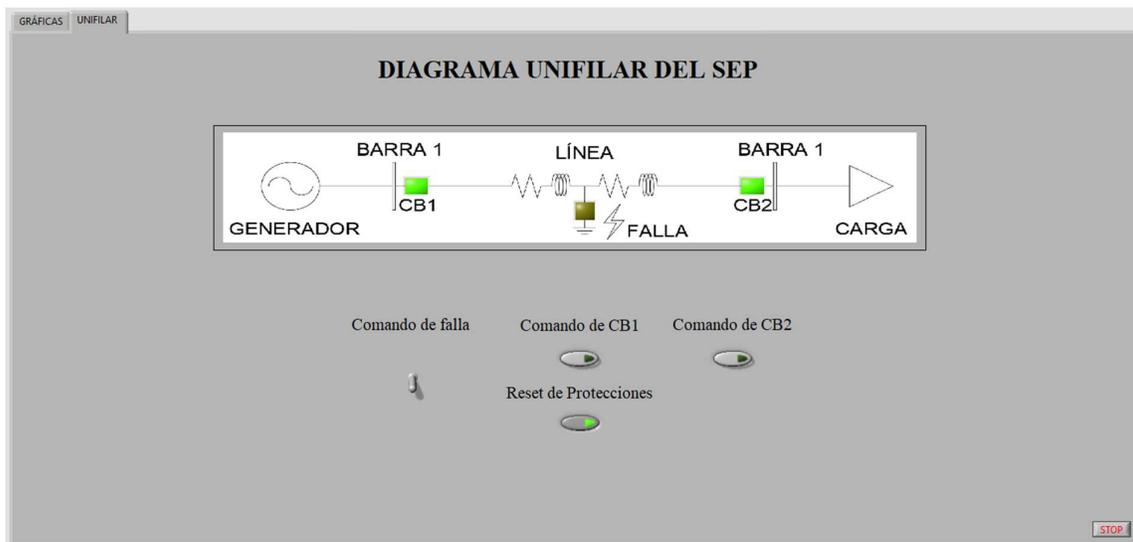
*Voltaje y corrientes RMS medidos en ambas barras durante la falla.*



*Nota.* En esta gráfica se muestra como se ve la pantalla de visualización de la HMI, en la que podemos notar un comportamiento similar al visto en la consola de LabVIEW.

**Figura 3.22**

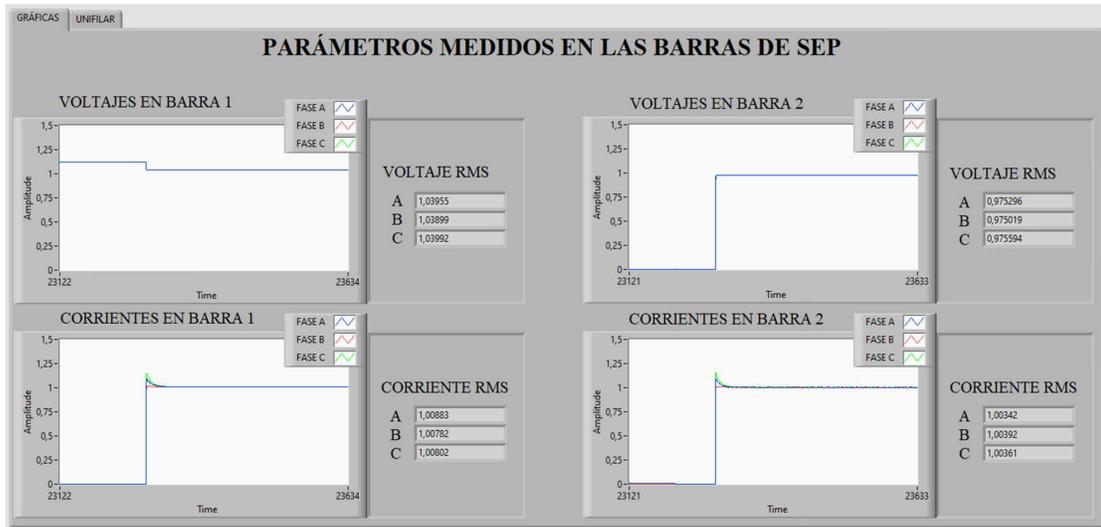
*Pantalla de operación en la HMI de LabVIEW después de despejar la falla y reiniciar los relés.*



*Nota.* En esta gráfica se muestra como se ve la pantalla de visualización de la HMI, en la que podemos notar como los LED de estado han vuelto a su estado normal.

**Figura 3.23**

*Voltaje y corrientes RMS medidos en ambas barras después de despejar la falla y reiniciar los relés.*



*Nota.* En esta gráfica se muestra como se ve la pantalla de visualización de la HMI, en la que podemos notar que todas las lecturas muestran su valor nominal (1 p.u.).

En este apartado cabe resaltar que, si bien el protocolo OPC UA no es el más rápido, el congestionamiento provocado en la red local por la cantidad de mensajes que se transmiten por 61850 es tal que los retrasos en la actuación de la HMI sobre la simulación son bastante notables, por lo que la operación desde esta HMI no es en tiempo real. Aun así, se ha comprobado su efectividad para la operación, ya que todos los comandos tienen respuesta, y todas las lecturas RMS se reciben correctamente.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A lo largo de las páginas precedentes, se ha hecho una exhaustiva revisión y evaluación de los resultados obtenidos en el desarrollo de esta tesis, por lo que, en este capítulo, en primer lugar, se hará una evaluación minuciosa de los resultados con el propósito de presentar de manera concisa las conclusiones fruto de este trabajo de investigación. Estas conclusiones no solo condensan los resultados obtenidos, también resaltan los logros significativos de este trabajo dentro del ámbito académico.

En segundo lugar, se ofrecen una serie de recomendaciones que permitirán extender el alcance de este proyecto, con el fin de servir de punto de inicio a quienes, en un futuro, pretendan retomar este trabajo para estudiar otras áreas de la norma que no está dentro del alcance de este trabajo.

### 4.1 Conclusiones

- La implementación de este banco de simulación no solamente es una solución efectiva en el ámbito educativo, sino, también en lo económico. Es una estrategia económica altamente efectiva en comparación con bancos de pruebas que requieran de equipos reales y software especializado, generando un ahorro sustancial en recursos financieros a la universidad.
- Se ha desarrollado con éxito un modelo para su simulación en tiempo real una subestación eléctrica basado en la norma IEC 61850. El entorno de RT-LAB, en conjunto con SIMULINK ha permitido crear una representación precisa de las comunicaciones de una subestación eléctrica diseñada bajo el estándar en cuestión. Esto proporcionará a los estudiantes la oportunidad de aplicar conceptos aprendidos en las aulas de manera práctica. Al interactuar con un modelo realista, los estudiantes pueden ver como se concretan los principios teóricos en la operación de un SCADA diseñado bajo el que, actualmente, es el estándar más difundido para el diseño de subestaciones.
- La implementación de los protocolos de comunicación propuestos por la norma IEC 61850 ha demostrado su eficacia en la comunicación de los diferentes niveles que componen la arquitectura del SCADA. La comunicación a través de mensajes GOOSE y Sampled Values ha permitido una transferencia de

información confiable y en tiempo real entre dispositivos. La confiabilidad en la transferencia de datos es un aspecto crucial en el diseño de la arquitectura de un SCADA, donde las decisiones deben ser tomadas en base a información precisa y actualizada. Una implementación adecuada del estándar IEC 61850 garantiza que los datos transmitidos sean confiables y oportunos, reduciendo el riesgo de una operación errónea y previniendo eventos no deseados.

- La reducción de tiempos de respuesta resultado de la implementación de mensajería GOOSE y Sampled Values en comparación con métodos tradicionales es crítica en situaciones de emergencia, ya que afecta directamente a la operación de las protecciones. Una implementación exitosa de estas comunicaciones representa una mejora en la eficiencia operativa de un SCADA, ya que esto también tienen un impacto en la coordinación de acciones en distintos puntos del SEP, mitigando los efectos de la falla y manteniendo la integridad de la red eléctrica.
- La creación de una HMI intuitiva y efectiva es un aspecto crucial en la implementación de un SCADA basados en el estándar IEC 61850. Esta, no solo debe ser diseñada para monitorear y operar la subestación, sino que también debe recibir y enviar información en tiempo real. Si bien el estándar indica que a nivel subestación, la comunicación debe ser con el protocolo MMS, en el laboratorio no se cuenta con los recursos para su implementación. Dada esta limitación, se optó por desarrollar la HMI con el protocolo OPC UA, que es bastante más lento que lo indicado por el estándar. A pesar esto, se ha demostrado la efectividad de la HMI implementada, y se ha dejado sentadas las bases para una migración al protocolo MMS en futuros trabajos.
- La interoperabilidad promovida por la norma IEC 61850 es un componente fundamental para su éxito como estándar líder para el diseño de subestaciones. La capacidad que le da a los dispositivos de distintos orígenes y con distintas funciones para comunicarse de manera efectiva y en tiempo real es un punto clave en la operación eficiente y segura de sistemas de potencia. Uno de los aspectos más valiosos del banco de simulación desarrollado en la flexibilidad que tienen para simular diversos escenarios. Al estar ya creada la interfaz de comunicación, se crea una plataforma dinámica y adaptable, que permite el

análisis en diversos escenarios. La capacidad de modificar varios aspectos del modelo para estudiar diferentes configuración, funciones y eventos enriquece el proceso de aprendizaje de los estudiantes que, a futuro, usen el banco de simulación desarrollado en el presente proyecto.

## **4.2 Recomendaciones**

- En futuras investigaciones, es altamente recomendable ampliar la implementación a aspectos que no se tomaron en cuenta en el presente proyecto. Esta diversificación enriquecerá la comprensión de los estudiantes sobre el estándar IEC 61850, preparándolos para su ingreso a la industria eléctrica moderna.
- Este proyecto se limitó al nivel de Procesos y Bahía, pero se puede ampliar la implementación a otro nivel, que es el de Subestación. La implementación del estándar IEC 61850 con jerarquías más extensas permite explorar la comunicación y coordinación de dispositivos en diferentes niveles, siendo más cercano a lo que un estudiante se encontraría cuando salga al mundo laboral.
- Otro aspecto clave de la norma IEC 61850 es la interoperabilidad entre diferentes dispositivos, por lo que es recomendable estudiar la integración de equipos reales en la simulación, es decir, usar hardware o software in the loop.
- En subestaciones más complejas, que manejen sistemas críticos, es importante considerar aspectos de ciberseguridad. Existen apartados de la norma que tocan estos temas que son cruciales para diseñar un SCADA más confiable, por lo que se recomienda explorar este apartado.
- Dada la importancia que tienen la velocidad de transmisión de los mensajes en este estándar, es recomendable tener una red dedicada únicamente a las comunicaciones de la simulación, ya que esta no tiene un buen desempeño en horarios en los que la red está congestionada. Estos podrían incluso requerir de hardware especializado para garantizar que la simulación fluya correctamente.
- Se recomienda la adquisición de IED's que puedan trabajar con este estándar. Estos permitirían evaluar las comunicaciones en un entorno más cercano a una subestación real, donde se tienen mayor cantidad de dispositivos, por lo tanto, mayor tráfico en la red.

- También se recomienda la adquisición de la licencia de RT-LAB que permita trabajar con el protocolo MMS. Esto podría permitir a los estudiantes enviar información más confiable a la HMI, permitiendo tener una visión más clara del funcionamiento de este estándar sin las limitaciones que los protocolos OPC UA y OpCOM presentaron en este proyecto.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Mackiewicz, "Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation", resumen extendido de, SISCO.
- [2] Z. Gajic, "Using IEC 61850 Analogue GOOSE Messages for OLTC Control of Parallel Transformers", resumen extendido de, ABB.
- [3] D. Dolezilek, "IEC 61850: What You Need to Know About Functionality and Practical Implementation", *SEL J. Reliable Power*, vol. 1, n.º 2, 2010.
- [4] D. Dolezilek y D. Hou, "IEC 61850 – What It Can and Cannot Offer to Traditional Protection Schemes", *SEL J. Reliable Power*, vol. 1, n.º 2, 2010.
- [5] J. Bettler, "Case Studies of IEC 61850 Process Bus Systems Using GOOSE and Sampled Values: Recent Installations and Research", resumen extendido de, Commonwealth Edison Company.
- [6] T. Selim, "Implementing Secure Routable GOOSE and SV Messages based on IEC 61850-90-5", *IEEE Access*, 2017.
- [7] T. Sidhu, M. Kanabar y P. Parikh, "Implementation Issues with IEC 61850 Based Substation Automation Systems", en *Fifteenth Nat. Power Syst. Conf.*, Bombay.
- [8] T. Lino, "Practical Analysis of Teleprotection Schemes based on IEC 61850-90-1 using Real-Time Simulation", resumen extendido de, Institute of Electrical Systems and Energy.
- [9] M. Desjardine, P. Forsyth y R. Mackiewicz, "Real Time Simulation Testing Using IEC 61850".
- [10] Y. Liang, "Understanding and Simulating the IEC 61850 Standard", resumen extendido de, University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana.
- [11] "What is SCL File (IEC 61850)? - iGrid Smart Guide." iGrid T&D. Accessed: Aug. 29, 2023. [Online]. Available: <https://www.igrid-td.com/smartguide/iec61850/scl-substation-configuration-language/>
- [12] Reuter, J., & Rigadello, G. (n.d.). IEC 61850 Data Modelling for Utilities.
- [13] IEC 61850 for digital substation automation systems. (n.d.). Electrical Engineering Portal. <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/iec-61850-sas>

- [14] iS5 Communications. (n.d.). Digital Substations: An Introduction to IEC 61850 [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=0EbdzgAbCcw>
- [15] Triangle MicroWorks. (n.d.). Webinar - Charting a Course to a Digital Substation Part 1 [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=Wy-Sn-XT3xU>
- [16] IEC 61850 Power Communications Standard - Commercial Ethernet switches need not apply! (n.d.). Automation.com. <https://www.automation.com/en-us/articles/2003-1/iec-61850-power-communications-standard-commercial>
- [17] IEC61850 Introduction. (n.d.). OPAL-RT TECHNOLOGIES. <https://opal-rt.atlassian.net/wiki/spaces/PRD/pages/143758955/IEC61850+Introduction>