



UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

INTEGRACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 A TRAVÉS DE DOS HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

**Daniela Johanna Rojas Martinez
Jair Andres Riaño Dueñas**

Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Facultad Tecnología
Tecnología en Electricidad - Ingeniería Eléctrica
Bogotá, Colombia
2023

INTEGRACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 A TRAVÉS DE DOS HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

**Daniela Johanna Rojas Martinez
Jair Andres Riaño Dueñas**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero Eléctrico

Director (a):
Diego Armando Giral

Grupo de Investigación:
Sistemas de Potencia de la Universidad Distrital (**GISPUD**)

Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Facultad Tecnología
Tecnología en Electricidad - Ingeniería Eléctrica
Bogotá, Colombia

2023

Resumen

Uno de los principales objetivos de la automatización de subestaciones es la gestión eficiente del sistema de potencia mediante el control de la relación producción-consumo [1]. Inicialmente, los protocolos de comunicación entre dispositivos electrónicos del sistema de automatización de subestaciones es propio de cada fabricante, por ello surge la necesidad de unificar el proceso de comunicación para tener interoperabilidad dentro de la subestación garantizando confiabilidad y redundancia en el sistema y esto se logra con la implementación del estándar IEC 61850 [2].

Lo anterior, ha generado un interés en sectores académicos e industriales relacionados con la ingeniería eléctrica, principalmente porque IEC 61850 es un estándar enfocado en definir una arquitectura de comunicaciones que permite la integración de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) dentro de la subestación [3]. El objetivo de este proyecto es integrar el protocolo de comunicación IEC 61850 en dos casos de estudio a través de dos herramientas de simulación y con ello tener las herramientas necesarias para conocer la importancia del estándar implementado en la industria.

Para llevar a cabo el proyecto se realizó una investigación documental enfocada en el protocolo de IEC 61850, para la elección de los simuladores se ejecutó una recopilación de información enfocada en herramientas de simulación industrial orientadas al estándar IEC 61850 finalmente se plantearon dos ejemplos que fueron implementados en dos herramientas de simulación (IEDScout y AT61).

Finalmente se desarrolló un material académico audiovisual que consta de siete evidencias en donde se logra mostrar de manera general en que consiste el estándar IEC 61850, ventajas de estándar, una descripción general de los diez capítulos que lo componen, IEC 61850 implementado en subestaciones eléctricas de potencia, modelo de datos; en conclusión, comprender el estándar en diferentes herramientas de simulación destacando el modelo de datos y la importancia de este protocolo en la industria.

Palabras clave: (GOOSE, SAMPLE VALUES, NODO LOGICO, PROTOCOLO, INTEROPERABILIDAD)

Abstract

One of the main objectives of substation automation is the efficient management of the power system by controlling the production-consumption relationship [1]. Initially, the communication protocols between electronic devices of the substation automation system is specific to each manufacturer, therefore the need arises to unify the communication process to have interoperability within the substation, guaranteeing reliability and redundancy in the system and this is achieved. with the implementation of the IEC 61850 [2] standard.

This has generated interest in academic and industrial sectors related to electrical engineering, mainly because IEC 61850 is a standard focused on defining a communications architecture that allows the integration of Intelligent Electronic Devices (IEDs) within the substation [3]. The objective of this project is to integrate the IEC 61850 communication protocol in two case studies through two simulation tools and thus have the necessary tools to know the importance of the standard implemented in the industry.

To carry out the project, a documentary investigation was carried out focused on the IEC 61850 protocol, for the selection of the simulators, a compilation of information was carried out focused on industrial simulation tools oriented to the IEC 61850 standard, finally, two examples were proposed that were implemented. in two simulation tools (IEDScout and AT61).

Finally, an audiovisual academic material was developed that consists of seven evidences where it is possible to show in a general way what the IEC 61850 standard consists of, advantages of the standard, a general description of the ten chapters that compose it, IEC 61850 implemented in electrical substations of power, data model; In conclusion, understand the standard in different simulation tools highlighting the data model and the importance of this protocol in the industry.

Keywords: (GOOSE, SAMPLE VALUES, LOGIC NODE, PROTOCOL, INTEROPERABILITY)

Contenido

	Pág.
Resumen	V
Lista de figuras	VIII
Lista de tablas	IX
Introducción	11
Metodología.....	13
1.1 Investigación documental de protocolos de comunicación enfocada al protocolo de comunicación IEC 61850-5.....	13
1.2 Caracterización de herramientas de simulación para emular el protocolo de comunicación IEC 61850.....	14
1.3 Plantear casos de estudio que permita implementar a través de los simuladores seleccionados la integración del estándar IEC 61850.....	15
1.4 Construcción de material académico asociado al estándar IEC 61850	15
Revisión protocolos de comunicación y herramientas de simulación.....	16
2.1 Protocolo de comunicación DNP3.....	16
2.2 Protocolo de comunicación MODBUS.....	18
2.3 Protocolo de comunicación IEC60870-101	19
2.4 Protocolo de comunicación IEC60870-104	21
2.5 Protocolo de comunicación IEC61850.....	23
2.5.1 Estándar IEC61850 en subestaciones eléctricas de potencia	24
2.5.2 Protocolos de comunicación definidos por IEC61850.....	26
2.5.3 Estructura general del estándar IEC61850.....	28
2.5.4 Modelo de datos del estándar IEC 61850.....	29
2.5.5 Herramientas de simulación.....	32
Resultados.....	35
3.1 Parámetros para elegir las herramientas de simulación.....	35
3.2 Caso de estudio implementado en la herramienta de simulación IEDScout.....	37
3.3 Caso de estudio implementado en la herramienta de simulación AT61.....	39
Conclusiones	41
Bibliografía	43

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Unidad de datos del protocolo de aplicación [32].....	22
Figura 2. Niveles de operación para automatización de subestaciones [22]	25
Figura 3. Prioridad en los mensajes GOOSE [27]	27

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Lista de material audiovisual	12
Tabla 2. Estructura del protocolo de comunicación IEC60870–5-104 [31]	22
Tabla 3. Estructura del estándar IEC 61850	29
Tabla 4. Grupos de nodos lógicos del estándar IEC 61850	30
Tabla 5. Herramientas de simulación enfocadas al estándar IEC 61850	34
Tabla 6. Características de las Herramientas de simulación enfocadas al estándar IEC 61850	37

Introducción

En la actualidad, las tecnologías emergentes en las áreas de automatización, telecomunicaciones y electricidad, requieren promover estrategias que permitan mejorar las técnicas de formación y aprendizaje en los estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y afines [1]. Los procesos académicos deben ir de la mano con los estándares y normas que se van desarrollando dentro del sector industrial, dichos procesos deben brindar a los estudiantes habilidades que les permitan asumir nuevos retos [3].

El presente documento busca describir, analizar y conocer las características relevantes del protocolo IEC 61850 el cual está diseñado para la operación y control de sistemas de distribución inteligente [4]. Este proyecto tiene como objetivo el desarrollo de material académico audiovisual, el cual describe algunos de los protocolos de comunicación que son relevantes en sistemas eléctricos de potencia y que en la actualidad aún se usan. Se realizó una descripción del estándar incluyendo los diez capítulos que lo componen, finalmente se especifica como IEC 61850 divide la subestación eléctrica de potencia, el modelo de datos enfocado a objetos usado para generar interoperabilidad entre fabricantes y la aplicación del estándar en dos herramientas de simulación que permiten evidenciar e integrar la estructura de comunicación de IEC 61850.

Para interpretar el protocolo de comunicación IEC 61850, se necesita como requisito un sistema a administrar. En este caso una subestación eléctrica de potencia sin importar su ubicación geográfica, tamaño, nivel de tensión y configuración eléctrica (barra sencilla, doble barra, interruptor y medio) [2]. El estándar define un lenguaje de comunicación para este sistema y permite que cada elemento dentro de la subestación pueda comunicarse logrando tener eficiencia energética, confiabilidad, redundancia e interoperabilidad con todos los equipos de la subestación [5].

Finalmente, este trabajo está segmentado en siete videos (material audiovisual). La Tabla 1 presenta la descripción de los videos con su respectivo enlace de acceso.

Video	Contenido del material académico	Link
1	Material académico 1 introducción al material audiovisual.	https://youtube.com/watch?v=gPP9PX3f3X4&si=EnSlkaIECMiOmarE
2	Material académico 2 protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104).	https://youtube.com/watch?v=89o2q4WlPk&si=EnSlkaIECMiOmarE
3	Material académico 3 estructura IEC 61850 orientado a los diez capítulos que forman el estándar.	https://youtube.com/watch?v=ooRF7clvSJs&si=EnSlkaIECMiOmarE
4	Material académico 4 estructura de IEC 61850 en subestaciones eléctricas de potencia.	https://youtube.com/watch?v=SfJKDbpgg7k&si=EnSlkaIECMiOmarE
5	Material académico 5 modelo de información estándar IEC 61850.	https://youtube.com/watch?v=4YeEvVjTybM&si=EnSlkaIECMiOmarE
6	Material académico 6 construcción de un archivo CID haciendo uso del estándar IEC 61850.	https://youtube.com/watch?v=PTbtde2ncDA&si=EnSlkaIECMiOmarE
7	Material académico 7 ejemplo práctico con herramienta de simulación IEDSCOUT	https://youtube.com/watch?v=KcBFV17MyGM&si=EnSlkaIECMiOmarE
8	Material académico 8 ejemplo práctico con la herramienta de simulación AT61.	https://youtube.com/watch?v=zpcvxvrAs84&si=EnSlkaIECMiOmarE

Tabla 1. Lista de material audiovisual

El presente documento esta dividido en cuatro capítulos en los que se describe los entregables realizados como evidencias para el actual proyecto en modalidad pasantía. El primer capítulo describe la metodología que se llevó a cabo para cumplir con el objetivo del proyecto. El segundo capítulo presenta la revisión de los protocolos de comunicación y herramientas de simulación, en este apartado se realizó una investigación documental que permitió tener las bases adecuadas para la explicación general de los cuatro protocolos de comunicación con mayor uso en la industrial y la descripción completa del estándar IEC 61850 al igual que los criterios necesarios para la elección de los simuladores. El tercer capítulo se basa en los resultados obtenidos durante la ejecución del proyecto allí se hace énfasis en los dos casos de estudio implementados en las herramientas de simulación (IEDScout y AT61), Finalmente el cuarto capítulo presenta las conclusiones obtenidas durante el desarrollo del presente proyecto de grado.

Metodología

A continuación, se describen los pasos que se siguieron para la realización del trabajo de grado en modalidad pasantía, que tiene como principal objetivo la Integración del estándar de comunicación IEC 61850, por medio de la implementación de un caso de estudio a través de dos herramientas de simulación. El desarrollo del proyecto investigativo consistió en las siguientes etapas.

1.1 Investigación documental de protocolos de comunicación enfocada al protocolo de comunicación IEC 61850-5.

Dentro de esta etapa se realizó la búsqueda de cuarenta y nueve artículos enfocados a los protocolos de comunicación en el sector eléctrico con un énfasis especial en el desarrollo e implementación del estándar IEC 61850 en las subestaciones de potencia. Posteriormente una vez clasificada la información se procedió a definir que es un protocolo de comunicación y adicionalmente seleccionar cuatro protocolos de comunicación con aplicación dentro del sistema eléctrico para luego generar un material audiovisual que permitiera la introducción dentro de esta temática. La definición del término protocolo de comunicación y la introducción de estos dentro del sistema eléctrico se pueden observar en el siguiente enlace:

Material académico 2: Protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104)

https://www.youtube.com/watch?v=89o_2q4Wlpk&list=PLfrdR_QYTZeahzyxToYOeiLyF9ENDyr5S&index=7&ab_channel=GISPUD

Una vez definido el término protocolo y haciendo una introducción de los protocolos comunes dentro del sector eléctrico, se procede a estudiar la estructura del estándar IEC 61850 enfocado directamente a los diez capítulos que lo componen, por lo que se elabora un entregable en donde se contextualiza, se define el estándar y se da una descripción de cada uno de los capítulos que lo conforman, este puede ser consultado en el siguiente enlace:

<i>Material académico 3: Estructura IEC 61850 orientado a los diez capítulos que forman el estándar</i>

https://youtube.com/watch?v=ooRF7clvSJs&si=EnSlkaIECMiOmarE

Siguiendo con el estudio del estándar IEC 61850 se investiga cuál es su aplicación dentro del sistema eléctrico de potencia y su relación con la subestación donde se logra analizar sus diferentes niveles definidos en el estándar (nivel de proceso, bahía y estación) y cuáles son los protocolos de comunicación entre estos niveles. Como entregable se genera el video que puede ser consultado dentro del siguiente enlace:

<i>Material académico 4: Estructura de IEC 61850 en subestaciones eléctricas de potencia</i>
--

https://youtube.com/watch?v=SfJKDbpgg7k&si=EnSlkaIECMiOmarE

Por último, se interpreta cual es la estructura de comunicación que propone el estándar IEC 61850, en donde se introduce el termino de nodo lógico que es uno de sus pilares fundamentales [6], además de realizar la descripción detalla resaltando su utilidad y como se puede llegar a generar interoperabilidad dentro del sistema eléctrico, el material audiovisual que trata esta temática con mayor énfasis puede ser consultado en el siguiente enlace:

<i>Material académico 5: Modelo de información estándar IEC 61850</i>

https://youtube.com/watch?v=4YeEvVjTybM&si=EnSlkaIECMiOmarE

1.2 Caracterización de herramientas de simulación para emular el protocolo de comunicación IEC 61850.

Se realizo la búsqueda de simuladores que permitan integrar el protocolo IEC 61850, la información fue consultada en la página web de dieciséis fabricantes y permitió establecer una clasificación en términos de tipo de licencia (versión demo, gratuita y trial), esta clasificación permitió seleccionar dos simuladores para integrar el estándar IEC 61850.

1.3 Plantear casos de estudio que permita implementar a través de los simuladores seleccionados la integración del estándar IEC 61850.

Se planteo un caso de estudio que permita integrar el protocolo de comunicación IEC 61850 en los simuladores previamente identificados y se realizó una presentación académica mostrando los hitos más relevantes de cada simulación realizada. Los ejemplos desarrollados dentro de las dos herramientas computacionales se pueden observar en los siguientes enlaces:

Material académico 7: Ejemplo práctico con herramienta de simulación IEDSCOUT

<https://www.youtube.com/watch?v=KcBFV17MyGM&si=EnSlkaIECMiOmarE>

Material académico 8: Ejemplo práctico con la herramienta de simulación AT61

<https://youtube.com/watch?v=zpcvxvrAs84&si=EnSlkaIECMiOmarE>

1.4 Construcción de material académico asociado al estándar IEC 61850

Se recopiló cada presentación académica realizada en las etapas anteriores para vincularlas al material audiovisual, finalmente se realizaron los ajustes necesarios en los diferentes videos y se agregaron a una lista de reproducción compartida dentro de la plataforma web YouTube, dicha lista se puede ver en el siguiente enlace:

Lista de reproducción asociada a la introducción a los protocolos de comunicación en sistemas eléctricos de potencia

https://www.youtube.com/playlist?list=PLfrdR_QYTZeahzyxToYOeiLyF9ENDyr5S

Revisión protocolos de comunicación y herramientas de simulación

A continuación, se presenta una descripción teórica de cada uno de los elementos que se usaron para el desarrollo del material audiovisual, este ítem describe los protocolos de comunicación enfocados en el sistema eléctrico de potencia, se hace una explicación de los protocolos comunes encontrados en la industria y se enfatiza principalmente en el protocolo IEC 61850, debido a que permite integrar equipos de diversos fabricantes garantizando interoperabilidad en el sistema eléctrico de potencia [7].

Con el fin de organizar de manera conveniente el tráfico e intercambio de la información, se desarrollaron los denominados “protocolos de comunicación”, los cuales tenían como función primordial garantizar que la información transmitida por un emisor a un receptor [33].

2.1 Protocolo de comunicación DNP3

El protocolo de red distribuida o conocido como The Distributed Network Protocol (DNP) fue creado inicialmente por Westronic, Inc. en 1993 para el sector energético. Es un protocolo abierto e interoperable utilizado comúnmente en los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) [8], que se utilizan para operar y monitorear muchas de las instalaciones y procesos industriales, a menudo distribuidos en grandes áreas geográficas [9].

DNP en su versión 3 más conocido como DNP3.0 es un protocolo de comunicación confiable y eficiente que funciona en entornos de infraestructura crítica para transferir datos de medición desde estaciones remotas o clientes ubicados en el campo a una estación maestra o servidor ubicado en un centro de control [10], este protocolo utiliza tres capas del modelo OSI: la capa física, capa enlace de datos y capa de aplicación con un aspecto mejorado. La estructura en capas mejora la fiabilidad de transmisión de datos [11]. El enlace de DNP3.0 adopta una capa de pseudo transporte para completar el montaje y

desmontaje de mensajes más cortos [12]. DNP3.0 genera una comunicación práctica y confiable para la recuperación de datos históricos y la detección de errores que puedan llegar a generar incidentes. Al usar DNP3.0, la computadora maestra puede transmitir datos en tiempo real dado que puede lidiar con emergencias y disminuir la tasa de accidentes [13].

En Estados Unidos el protocolo de comunicación DNP3.0 es muy usado debido a su modelo OSI de 3 capas que soporta múltiples usuarios, ambientes hostiles, sincronización de estampa de tiempo, varios maestros y permite segmentar la información; Dicho de otra manera, todo puede viajar en un solo mensaje esto reduciendo tráfico de datos [14]. La topología punto a punto, maestro esclavo y modelo EPA (Aplicación, Enlace y pseudo-transporte) es una característica de este protocolo, se conoce como capa de pseudo-transporte dado que no cumple con todas las características de la capa de transporte, pero DNP3.0 como protocolo procura cuidar el ancho de banda. Adicionalmente incluye un método de detección de errores conocido como verificación de redundancia cíclica o en inglés Cyclic Redundancy Check (CRC), que usa ciertas propiedades matemáticas que satisface la división entre polinomios para detectar un error [15].

Dentro de las características más relevantes del protocolo DNP3.0 se encuentran [9] [13] [15] :

- Permite solicitar y responder con múltiples tipos de datos en un solo mensaje.
- Topología punto a punto, maestro esclavo y modelo EPA (Aplicación, Enlace y pseudo-transporte)
- Segmentación de mensajes para asegurar una buena detección y recuperación de errores.
- Incluir en una sola respuesta los datos que sufren cambios.
- Solicitar datos basado en la prioridad asignada.
- Sincronización de tiempo.

La descripción general de protocolo DNP3 se encuentra en el siguiente enlace:

<i>Material académico 2: Protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104)</i>

https://youtube.com/watch?v=89o_2q4Wlpk&si=EnSlkaECMiOmarE

2.2 Protocolo de comunicación MODBUS

El protocolo Modbus fue creado en 1978 por Modicon Inc. ahora conocido como Schneider Electric [16]. Es una sencilla forma de comunicar datos de control entre controladores y sensores usando un puerto RS232. Luego que el protocolo fue ampliamente aceptado, alcanzo rápidamente el estatus de estándar en el campo de la automatización industrial. En la actualidad, el protocolo Modbus es un protocolo único, un protocolo altamente apreciado y utilizado entre los dispositivos de automatización [17]. En el año 2004 fue liberado, pasando a ser un protocolo abierto y disponible sin necesidad de ningún tipo de licencia. Si bien Modbus comenzó a utilizarse principalmente en comunicación por cable serie, actualmente existe una adaptación para comunicaciones sobre redes TCP/IP, en los que se puede usar otros medios de comunicación (Ethernet, wifi, etc.) sin embargo, no es lo más común en Modbus TCP.

Modbus TCP es un protocolo de comunicación popular en los sistemas SCADA. Los clientes y servidores Modbus TCP escuchan y reciben datos a través del puerto 502 configurado por defecto, sin embargo, se puede configurar el puerto local como se desee en el cliente, es decir, el servidor también puede nombrarse como esclavo, mientras que el cliente recibe también el nombre de maestro [18]. Este protocolo está compuesto por una Unidad de Datos de Aplicación (ADU) que consta de dos partes: el encabezado del protocolo de aplicación Modbus (MBAP) y la Unidad de datos de protocolo (PDU) [19]. El máximo número de servidores que puede haber en una red Modbus está limitado a 254, por consiguiente, el protocolo permite que un cliente tenga múltiples conexiones y envíos de datos para que un servidor participe en comunicaciones con múltiples clientes [20].

Modbus RTU utiliza un vínculo maestro-esclavo en el que toda la comunicación se realiza desde una unidad maestra [16]. El maestro envía un mensaje a una determinada dirección de esclavo y solo el esclavo con esta dirección responde a dicho mensaje [20].

Dentro de las características más relevantes del protocolo Modbus se encuentran [15] [17] [19] :

- Es un protocolo abierto.
- Está situado en la capa uno, dos y siete del modelo OSI (Capa física, capa de enlace de datos y capa de aplicación respectivamente).
- Puede ser usado en diversos estándares de la capa física como: RS-232 y Ethernet TCP/IP.
- Arquitectura maestra/esclavo para comunicación serial o cliente/servidor para su versión TCP/IP.
- El máximo número de servidores que puede haber en una red Modbus está limitado a 254 servidores.

La descripción general de protocolo MODBUS se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 2: Protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104).

https://youtube.com/watch?v=89o_2q4Wlpk&si=EnSlkaIECMiOmarE

2.3 Protocolo de comunicación IEC60870-101

Es un estándar internacional preparado por el comité técnico 57 de IEC para la supervisión de sistemas eléctricos, sistemas de control y sus comunicaciones [21]. Utiliza una interfaz de canal de comunicación serie asíncrona estándar entre DTE (Equipo de terminal de datos) y DCE (Equipo de terminación de circuito de datos). Este protocolo permite varias configuraciones de red que incluyen punto a punto, punto a multipunto, estrella, etc. [22].

El protocolo se define según el modelo OSI, que utiliza el modelo de tres capas **EPA**. Se agrega una capa adicional llamada capa de usuario en la parte superior para representar las diversas funciones o procedimientos que deben definirse para proporcionar control remoto y le siguen en ese orden la capa física, la capa de enlace de datos y la capa de aplicación [22].

El estándar permite dos tipos de configuraciones: modo balanceado, donde ambas estaciones (SCADA y RTU) son dispositivos primarios y cada uno puede iniciar la comunicación en el canal [23]; o modo no balanceado, donde hay una estación de control llamada estación maestra que inicia las comunicaciones mientras otras llamadas secundarias esperan datos de la estación maestra [24].

La trama de datos para este protocolo se llama FT1.2 y se define en IEC 60870-5-1, esta trama consta de varios códigos en formato hexadecimal y puede ser de longitud fija o variable [25]. La comunicación en la capa de enlace se realiza utilizando dos procedimientos de transporte, envío/confirmación y solicitud/respuesta ubicados en encabezado de control de la trama FT1.2. El primer procedimiento se usa cuando el maestro quiere que el esclavo realice alguna acción, y el segundo procedimiento se usa cuando el maestro quiere solicitar datos del usuario esclavo [23].

Dentro de las características más relevantes del protocolo IEC 60870-5-101 se encuentran [26]:

- Admite desequilibrios permitiendo mensajes iniciados solo por el maestro.
- Admite mensajes balanceados, cuya iniciación de transferencia de información puede hacerse por parte del maestro como del esclavo.
- Se proporciona el uso de la dirección para el enlace y las unidades de datos del servicio de aplicación (ASDU) para la clasificación en la estación final y diferenciar los segmentos debajo de ella.
- Los datos se clasifican en diferentes objetos de información y cada dato tiene una dirección específica.

La descripción general de protocolo IEC60870-101 se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 2: Protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104).

https://youtube.com/watch?v=89o_2q4Wlpk&si=EnSlkaIECMiOmarE

2.4 Protocolo de comunicación IEC60870-104

El estándar IEC 60870-5-104 define el protocolo de medición remota para la comunicación entre la estación SCADA y las estaciones en una red TCP/IP [27]. Este protocolo es una extensión del estándar IEC 60870-5-101 que incorpora modificaciones a los servicios de transporte, red, enlace y capa física para habilitar el acceso completo a la red. El estándar usa una interfaz de red TCP/IP abierta para tener conectividad a red de área local (LAN) y enrutadores con diferentes configuraciones (redes definidas por software, X25, Frame relay, etc.), para conectarse a la red de área amplia (WAN) [28]. La Tabla 2 evidencia la estructura del protocolo, cada estación de telecontrol conforme al estándar IEC 60870-5-104 tiene una interfaz de transporte de Internet entre su capa de aplicación y las capas inferiores. La interfaz y las capas inferiores están definidas por los estándares de Internet apropiados. Estos incluyen el Protocolo de Control de Transmisión (TCP), para la capa de transporte inmediatamente debajo de la interfaz de transporte [29].

Es un protocolo de gran importancia dentro del sector eléctrico debido a que la mayoría de los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y los operadores de sistemas de transmisión utilizan el protocolo de comunicación IEC 60870-5-104 para intercambiar información y comandos con las subestaciones de la red eléctrica [30]. El tipo de información que se transmite entre las subestaciones, los operadores del sistema independientes y los operadores de transmisión regional son datos sensibles del sistema, como medidas eléctricas relevantes, dentro de la cuales tenemos: frecuencia, corriente, voltaje, etc., de múltiples empresas de transmisión eléctrica y también para enviar comandos de control a generadores en diferentes áreas [31].

Selección de las funciones de aplicación de la IEC 60870-5 según la IEC 60870-5	Inicialización	Proceso del usuario
Selección de las Unidades de Datos del Servicio de Aplicación (ASDUs) según IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104		Aplicación
Información de Control del Protocolo de Aplicación (APCI) Interfaz de transporte (Interfaz de usuario con TCP)		
Selección del conjunto de protocolos TCP/IP (RFC 2200)		Transporte Red Enlace Físico

Tabla 2. Estructura del protocolo de comunicación IEC60870–5-104 [31]

La información de aplicación en IEC 60870-104 es la Unidad de Datos del Protocolo de Aplicación (APDU), que se presenta en la Figura 1, compuesta por la Aplicación de Protocolos de Control de Información (APCI) y Application Service Data Units (ASDU), donde mejorar la confiabilidad del transporte es la función principal de APCI y el tipo de mensaje y el contenido se definen principalmente en el ASDU [32].

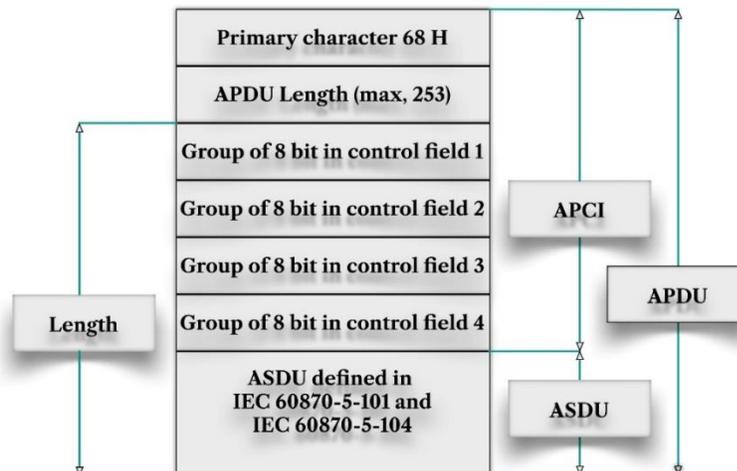


Figura 1. Unidad de datos del protocolo de aplicación [32]

Dentro de las características más relevantes del protocolo IEC 60870-5-104 se encuentran [26] [28] [30]:

- Uso de direcciones fijas para la identificación de información.
- No posee características para descripción de la información.
- Ofrece la posibilidad de definir canales redundantes sobre TCP/IP.
- Limita los tipos de información y parámetros de configuración definidos en la norma IEC 60870-5-101

La descripción general de protocolo IEC 60870-104 se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 2: Protocolos de comunicación en subestaciones (Modbus, DNP3, IEC 60870-101 y IEC60870-104).

https://youtube.com/watch?v=89o_2q4Wlpk&si=EnSlkaIECMiOmarE

2.5 Protocolo de comunicación IEC61850

Con el fin de manejar todos los dispositivos de una subestación y facilitar la comunicación entre los mismos se hace necesario el empleo de nuevos modelos y redes de comunicación. Uno de estos modelos ha sido desarrollado por el estándar IEC 61850 [33]. Los métodos de intercambio de información se basan principalmente en modelos de datos orientados a objetos. Los modelos de información y los métodos de modelado son la principal cualidad estándar IEC 61850 [34]. Con la aplicación del estándar dentro de las subestaciones, el sector eléctrico, se podrá beneficiar de un sistema confiable en tiempo de respuesta a una falla, ahorro en el cableado y comunicación vía Ethernet adicional a ello la interoperabilidad en dispositivos de diferente fabricante[35].

2.5.1 Estándar IEC61850 en subestaciones eléctricas de potencia

Antes de definir el estándar IEC 61850 se debe precisar en qué consiste una subestación eléctrica de potencia, una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común llamado barras colectoras, siendo el interruptor el componente principal de cada uno de los circuitos que formen la subestación y se complementan con los equipos de patio (transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos) y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares [36]. IEC 61850 es el estándar de comunicación para Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) [1]. Integra diferentes funciones de una subestación con un solo protocolo. IEC6185 que genera una comunicación continua y de bajo costo en términos de instalación [37].

El propósito durante muchos años ha sido desarrollar una arquitectura de comunicaciones que permita integrar todos los IED con los elementos de nivel superior [2]. Una infraestructura que sea independiente del fabricante y permita que funcione de manera adecuada el sistema sin necesidad de tener una sola marca en la subestación eléctrica de potencia [2], por lo tanto, el estándar IEC 61850 define un bus de proceso y un bus de estación de comunicaciones que permite controlar la subestación desde los equipos de patio hasta los equipos de nivel superior (SCADA y IHM) [38].

El concepto de automatización de subestaciones define tres niveles de operación en los que el estándar a dividido la subestación y se muestran en la Figura 2, de esta manera se puede generar el intercambio de información entre los niveles a través del bus de proceso y el bus de estación anteriormente mencionados [33].

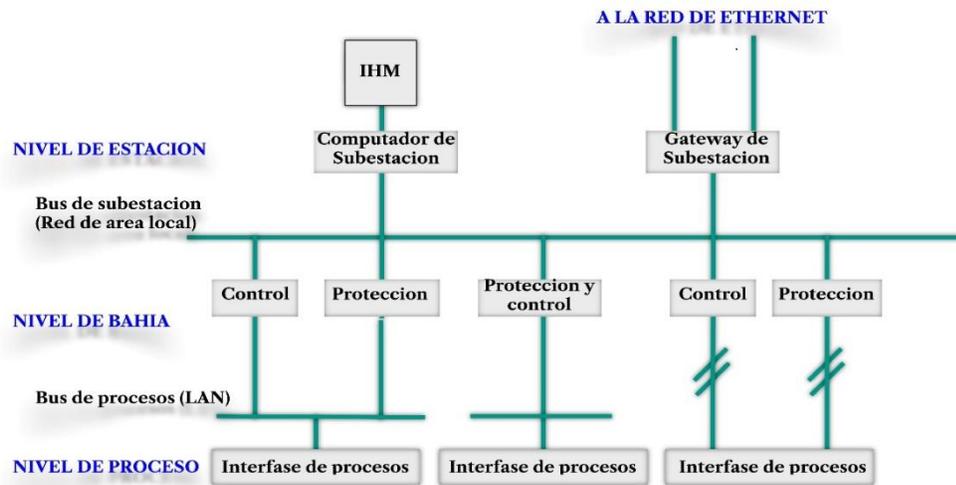


Figura 2. Niveles de operación para automatización de subestaciones [22]

El intercambio de información se genera a través de los tres niveles de la subestación (nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación), mediante Ethernet se realiza el envío de información cuyas velocidades de intercambios de datos se encuentran entre 10 o 100 Mbit/s, además los reportes entre dispositivos se realizan con una velocidad superior que los protocolos usados comúnmente [39]. El esquema de comunicación que determina el estándar IEC 61850 para la transferencia de datos, es de tipo Cliente – Servidor, en donde se interviene la comunicación en sistemas eléctricos de potencia mediante tres protocolos de comunicación (MMS, GOOSE y SAMPLE VALUES) [40], por defecto las comunicaciones se configuran bajo los tres protocolos previamente mencionados que permite la interoperabilidad e intercambiabilidad de información y datos entre los dispositivos de diferentes marcas [41].

La descripción general de los protocolos de comunicación y los diferentes niveles en los que IEC 61850 divide la subestación se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 4: Estructura de IEC 61850 en subestaciones eléctricas de potencia.

<https://youtube.com/watch?v=SfJKDbpgg7k&si=EnSlkaECMiOmarE>

2.5.2 Protocolos de comunicación definidos por IEC61850

El protocolo de comunicación **MMS (Especificación de Mensajes de Fabricación)** realiza el envío de mensajes del nivel de bahía al nivel de estación, dicha transmisión de datos se realiza de forma vertical y es definido en el capítulo 7 del estándar, de igual manera se asignan los protocolos específicos en el apartado IEC 61850-8.1 [40], los cuales se basan en el modelo OSI que incluye a TCP/IP y Ethernet. El mapeo de los dispositivos que hacen parte del estándar IEC 61850 a MMS, determinan un método de comunicación confiable entre los dos niveles (Nivel de bahía y nivel de estación) [37].

IEC 61850, mediante mensajería **GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events)**, que corresponde a los mensajes que se transmiten entre IED la comunicación se genera de forma horizontal en el nivel de bahía [40], GOOSE o también nombrada como la transmisión rápida de eventos, se basa en la norma IEEE 802.1q de Ethernet, que permite enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, para transmitir información con mayor rapidez, como es el caso de los disparos, eventos, reportes y fallas que se puedan generar en la subestación el intervalo de tiempo en el cual el protocolo GOOSE transmite datos está en el rango de los 150 ms [7]. El envío de mensajería GOOSE se realiza a través de los IED que se encuentran conectados a una red física como lo es una red Ethernet en donde se tiene cableado mediante fibra óptica todos los IED [38]. Los mensajes entre IED poseen velocidades de transmisión de 115200 baudios con una distancia máxima de 15 metros para un puerto de comunicaciones [2]. La Figura 3 evidencia el funcionamiento del bit de prioridad en los mensajes GOOSE cuando es generado, al tener una prioridad mayor sobre las tramas comunes, este sobrepasa la cola de transmisión y el mensaje es enviado a la red garantizando tiempos cortos de transmisión [7].

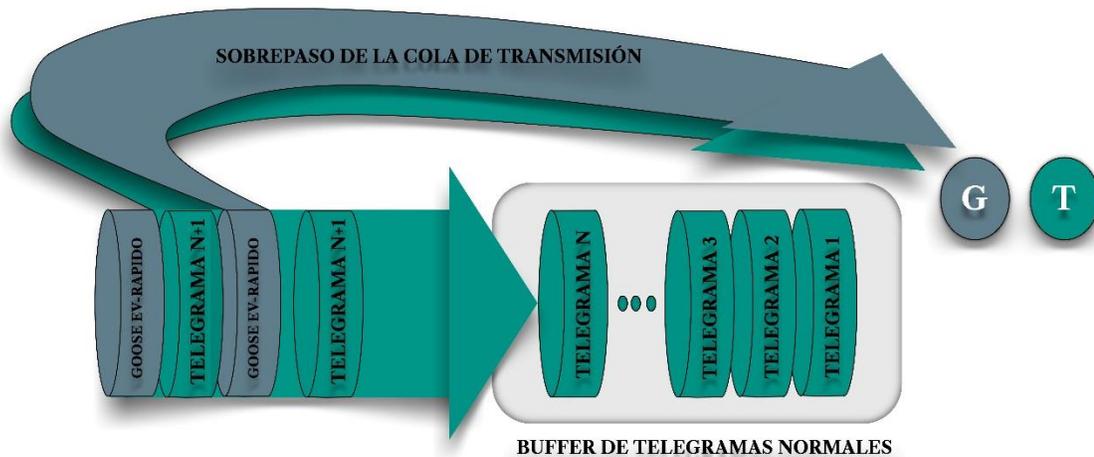


Figura 3. Prioridad en los mensajes GOOSE [27]

El último protocolo de comunicación que define el estándar es **SV (Muestreo de Valores Sampled Values)** para valores de medida [5]. La transferencia de datos en tiempo crítico, se realiza por medio de los valores muestreados SV, los datos que son generados por los equipos de patio de una subestación, representan los valores instantáneos de voltaje y de corriente que pueden ser digitales o analógicos [41]. Los capítulos 9.1 y 9.2 definen el protocolo de mapeo de los valores medidos en los equipos de patio y serán enviados por medio de una red de datos Ethernet. El estándar define esta configuración como bus de proceso [42]. La transmisión de datos se genera de manera vertical mediante los valores que se obtienen por los equipos ubicados en el primer nivel de la subestación.

Aunque el estándar IEC 61850 ha definido los tres protocolos anteriormente descritos no se garantiza la recepción de la información por lo tanto en los diseños de red se establece el protocolo **PRP (Parallel Redundancy Protocol)** [41], cada IED se conecta a dos redes de comunicación independientes (LAN A y LAN B) idénticas a cada uno de los IED, cuando se envían los datos se duplica cada paquete individual y sale del dispositivo dado que este protocolo de comunicación tiene un tiempo de recuperación igual a cero la información enviada debe llegar a su destino por alguna de las dos redes de comunicación [42]. Las aplicaciones GOOSE y Sample Values, requieren redundancia con tiempos de recuperación cero para garantizar la entrega de la información; no solo se cuenta con PRP

también surge el protocolo de redundancia: **HSR (High availability Seamless Redundacy)** que envía la información a través dos puertos independientes hacia el destino, tan pronto llega uno de los datos el otro es descartado [43]. Dicho en otras palabras, siempre se garantiza la transmisión de mensajes esto permite tener una mayor confiabilidad y redundancia en el sistema eléctrico de potencia.

2.5.3 Estructura general del estándar IEC61850

El documento del estándar IEC 61850 define varios aspectos de la red de comunicación del sistema eléctrico de potencia (subestación) en diez capítulos o secciones principales [42]. La última versión del estándar definió catorce partes principales provenientes de los diez capítulos mencionados como se muestra en la Tabla 2 [6], los cuales detallan los requerimientos generales para la implementación al igual que las consideraciones de comunicación y pruebas respectivas de conformidad establecidas por el estándar [40].

Capitulo	Contenido
IEC 61850 -1	Introducción y descripción general
IEC 61850-2	Glosario
IEC 61850-3	Requerimientos generales
IEC 61850-4	Sistema y gestión de proyectos
IEC 61850-5	Requerimientos de comunicación para las funciones de modelado de equipos.
IEC 61850 -6	Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
IEC 61850 -7-1	Estructura de comunicación para subestaciones y alimentadores equipo-principios.
IEC 61850-7-2	Estructura de comunicación básica para subestaciones y alimentadores equipo-interfaz de servicio de comunicación abstracta (ASCI).
IEC 61850-7-3	Estructura de comunicación básica para subestaciones y alimentadores para equipos usando datos comunes estructura.

IEC 61850-7-4	Estructura de comunicación básica para subestaciones y alimentadores equipo-compatible clases de nodo lógico (LN) y clases de datos.
IEC 61850-8	Servicio de comunicación específicos de mapeo (SCSM-MMS).
IEC 61850-9-2	Servicios de comunicación específicos de mapeo.
IEC 61850 -10	Prueba de conformidad

Tabla 3. Estructura del estándar IEC 61850

La información descrita en la tabla anterior se describe de manera general en uno de los videos desarrollados como evidencia para el presente proyecto, pero a modo de resumen los capítulos 5, 6, 7, 8 y 9 constituyen los apartados relevantes del estándar como lo son (comunicaciones, configuración y modelo de datos) [6]. La descripción general de los diez capítulos del estándar se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 3: Estructura IEC 61850 orientado a los diez capítulos que forman el estándar.

<https://youtube.com/watch?v=ooRF7clvSJs&si=EnSlkaIECMiOmarE>

2.5.4 Modelo de datos del estándar IEC 61850

El estándar emplea el concepto de virtualización, el cual permite verificar datos relevantes de un dispositivo real que son de interés para el intercambio de información entre los IED. El enfoque del estándar es jerarquizar las funciones en subfunciones, las cuales se emplean para el la trasmisión y recepción de mensajes [34]. Dicha transferencia de información se genera mediante un modelo de datos que permite representar la subestación en funciones básicas, mediante la introducción del concepto nodo lógico este a su vez se divide en unidades pequeñas y simples de información [6].

IEC 61850 define un modelo de información unificado con una jerarquía de nombres y estructuras de datos específicos que se usan en diferentes dispositivos. Los fabricantes nombran los atributos con el mismo nombre que define el estándar y a su vez usan el mismo formato para construir la información [46]. El capítulo (7-3) especifica un modelo de datos, que determina a su vez una clase de datos comunes o CDC (Common Data Classes), de esta manera se definen las características funcionales tanto tipo y estructura

de un **LN (Nodo Lógico)** son el concepto más importante del estándar dado que representa una función que será automatizada en la subestación, la información que contiene los LN son funciones que previamente ha definido el estándar (control, protección, alarmas, medidas, sincronización, etc.) [6]. Los nodos lógicos forma parte del **LD (Dispositivo Lógico)** y varios dispositivos lógicos constituye un dispositivo físico [40].

El nodo lógico representa atributos y características funcionales únicas y están definidas mediante un modelo de datos, cada objeto de datos contará con atributos ya sean de estado (ST), descripción, datos compuestos (DC) o de valores sustitutivos (SV) [41]. La Tabla 4 muestra los diversos grupos en los que se ubican los nodos lógicos según la función que cumpla en el sistema de potencia, la nomenclatura se asigna a cada nodo lógico según el grupo en el que se encuentre y la primera letra del nombre indicara el grupo al que hace referencia [40].

Grupo	Descripción del grupo
A	Control automático
M	Medidas y medición
C	Control y supervisión
G	Función genérica
I	Interfaces y archivo
L	Nodos lógicos del sistema
P	Protección
R	Protecciones relativas
S	Sensores y monitoreo
T	Instrumentos de transformación
X	Interruptores (disyuntores)
Y	Transformadores de potencia
Z	Otros equipos del sistema de potencia.

Tabla 4. Grupos de nodos lógicos del estándar IEC 61850

La descripción general del modelo de datos del estándar se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 5: Modelo de información estándar IEC 61850.

<https://youtube.com/watch?v=4YeEvVjTybM&si=EnSlkaIECMiOmarE>

Los nodos lógicos permiten el intercambio de información, pero por si solos no se puede generar una integración en términos de ingeniería, el estándar define en el capítulo 7-2 no solo el grupo al que pertenece el nodo lógico y que lo componen también se menciona que tipo de lenguaje se debe usar para configurar la subestación [5].

Para configurar una subestación de forma estandarizada, IEC 61850 define un lenguaje denominado **SCL (Substation Configuration Language)**, basado en el lenguaje XML; (Extensible Markup Language), que permite configurar los IED del sistema eléctrico de potencia [41]. Cada dispositivo debe generar un archivo SCL que describa la configuración del mismo [42]. El principal propósito de los archivos SCL es el intercambio de información entre distintos fabricantes sin depender del propietario del equipo [6]. SCL establece un orden jerárquico en tres archivos fundamentales, que determinan claramente los diferentes niveles en los sistemas de archivos XML [40]. Adicional a ello se puede representar un esquema específico del sistema que puede ser visto en términos de un diagrama unifilar. El capítulo 6 del estándar IEC 61850 describe los siguientes archivos[36].

SSD: (System Specification Description): Muestra las especificaciones del sistema y describe el diagrama unifilar de la subestación y los LN requeridos [6].

ICD: (IED Capability Description): Describen las capacidades de los IED, contiene las plantillas de datos, tipos de datos y nodos lógicos [47].

SCD: (Substation Configuration Description): Contiene todos los IED y detalles de las configuraciones de la subestación [6].

CID: (Configured IED Description): Detalla las configuraciones y descripciones completas de los IED, archivos que actuarán según los diferentes requerimientos, los archivos están desarrollados bajo los mismos métodos y formatos [39].

Una de las características principales de los archivos SCL es generar y desarrollar los archivos automáticamente sin que el IED esté en línea, lo que genera una reducción de costos y esfuerzos de configuración manual. SCL permite reestructurar la ingeniería que

se haya realizado previamente para un determinado proceso del sistema eléctrico de potencia, al evitar la configuración manual también se está evitando cometer errores [48]. Finalmente, tener todos los archivos definidos por el estándar, una pre ingeniería estructurada y las herramientas adecuadas de simulación permiten ver la funcionalidad de IEC 61850 en subestación.

Con ayuda de estos archivos se realiza el modelado de información que permite verificar disparos, bloqueos y señales que requieran ser monitoreadas y controladas por los IED. La descripción general y la construcción de un archivo CID se encuentra en el siguiente enlace:

<i>Material académico 6: Construcción de un archivo CID haciendo uso del estándar IEC 61850</i>

https://youtube.com/watch?v=PTbtde2ncDA&si=EnSlkaIECMiOmarE

2.5.5 Herramientas de simulación

Para el presente proyecto se realizó una recopilación e investigación de varias herramientas de simulación que se usan en la actualidad enfocadas al estándar IEC 61850, pero en la que también se encuentran otros simuladores usados en la industria, dichas herramientas en su mayoría son desarrolladas por los fabricantes de dispositivos electrónicos inteligentes; dado que desde los relés en sí mismos se puede realizar la integración mediante el protocolo de comunicación IEC 61850. En la Tabla 5 se muestran dieciséis herramientas de simulación que permiten interactuar con el estándar 61850 y que serán caracterizadas posteriormente, se agrega un enlace de descarga para ver en detalle cada uno de estos programas.

Software	Protocolo	Enlace de descarga
Xelas Energy	IEC 61850 Modbus	https://xelasenergy.com/download_soft/
Libiec61850	IEC 61850	https://libiec61850.com/downloads/
Rapid61850	IEC 61850	https://github.com/stevenblair/rapid61850
GoSV, S-GoSV and R-GoSV	IEC 61850 (GOOSE Y SV)	https://github.com/61850security/S-GoSV-part-1
Protesting 360 ensotest	IEC 60870-5-104 DNP3 IEC 61850 MODBUS-TCP	https://www.ensotest.com/es/demo-protesting360/
Servidor OPC IEC 61850	IEC 61850	https://www.matrikonopc.com/downloads/types/drivers/index.aspx?print=Y
ICC modbus master	Modbus RTU Modbus/TCP	http://www.iccdesigns.com/software/43-icc-modbus-master-tool.html
DNP3 distributed network protocol 3	DNP3 IEC 60870-5 Modbus	https://www.trianglemicroworks.com/products/source-code-libraries/dnp-scl-pages?qclid=EAlalQobChMlgYyZuJz-QIVfMmUCR2IMAwREAYASAAEglBe D BwE
IEC 60870-5-104 - IED server client master simulator	IEC 60870-5 -101 IEC 60870-5 -104	https://www.trianglemicroworks.com/products/downloads
CDOAN-DNP3	DNP3 IEC60870	https://www.cdoancl.com/download_s
IEDScout	IEC 61850	https://www.omiconenergy.com/es/productos/iedscout/#:~:text=IEDScout%20es%20una%20herramienta%20ideal,%C3%BAtiles%20para%20trabajar%20con%20ellos.
SVScout	IEC 61850 (Sampled Values)	https://www.omiconenergy.com/es/productos/svscout/
Test suite pro	IEC 61850	https://trianglemicroworks.com/products/downloads
Acselelator real-time automation controller (RTCA)	IEC 61850	https://selinc.com/products/software/atest-software-versions/#sel-5033-acselelator-rtac-software

AT61	IEC 61850	https://axongroup.com.co/productos/at61-simulador/
Test de doble	IEC 61850	https://www.doble.com/support/downloads/fseries/

Tabla 5. Herramientas de simulación enfocadas al estándar IEC 61850

Resultados

El presente proyecto permitió conocer de manera general la importancia del estándar IEC 61850 en la industria y su amplio uso en el sector eléctrico al ser un modelo de información que ha logrado la migración de muchas subestaciones convencionales a una digitalización, ahora bien, el estándar tiene como pilar la interoperabilidad entre equipos y esto permite contar con soluciones robustas y eficientes en el sector.

3.1 Parámetros para elegir las herramientas de simulación

En la actualidad existen diferentes herramientas de simulación disponibles que permiten la integración del estándar IEC 61850 que van desde código abierto hasta software con licencia. Algunas de estas herramientas presentes en el mercado son desarrolladas por investigadores e ingenieros y no tienen garantía [49], por lo que fue importante realizar una caracterización de los software que permitió la elección de dos herramientas confiables además de proporcionar las características para identificar elementos claves del estándar, como la muestra de nodos lógicos y la integración de los protocolos de comunicación dentro de los diferentes niveles en subestación.

Luego de la revisión de las herramientas de simulación en la Tabla 6 se presenta una caracterización que permite verificar cuales fueron los elementos que se tuvieron en cuenta y porque se elige interactuar con los simuladores usados para el desarrollo del presente trabajo, los cuales son AT61 desarrollado por la empresa Axón Group e IEDScout creado por Ómicron, estas son herramientas muy utilizadas dentro del sector eléctrico, además se tuvo en cuenta el nivel de dificultad para interactuar con el simulador, en donde se evaluaron aspectos tales como conocimientos previos en programación y la disponibilidad de recursos para la capacitación, otro aspecto importante fue la disponibilidad de una interfaz gráfica de usuario debido a que muchas de estas herramientas cuentan únicamente con un script para la escritura de comandos en líneas de código, tanto AT 61 con IEDScout tienen una versión demo por 30 días que si bien es cierto no son sencillas de usar cuentan con una muy buena ayuda audiovisual, en su mayoría los videos se encuentran en español por lo que se puede trabajar y tener una mayor destreza en el uso de los simuladores.

Software	Interfaz	Nivel de dificultad	Versión
Xelas Energy	SI	Medio	Demo gratuito La versión completa del software requiere pago
Libiec61850	NO	Alto	Gratuito
Rapid61850	NO	Medio	Gratuito
GoSV, S-GoSV and R-GoSV	NO	Alto	Gratuito
Protesting 360 ensotest	NO	Alto	Demo gratuito Pago
Servidor OPC IEC 61850	SI	Bajo	Demo gratuito (15 días) La versión completa del software requiere pago
ICC modbus master	SI	Medio	Gratuito
DNP3 distributed network protocol 3	SI	Medio	Demo gratuito (15 días) La versión completa del software requiere pago
IEC 60870-5-104 - IED server client master simulator	SI	Medio	Demo gratuito (15 días) La versión completa del software requiere pago
CDOAN-DNP3	NO	Alto	Demo gratuito (15 días) La versión completa del software requiere pago
IEDScout	SI	Medio	Demo gratuito (30 días) La versión completa del software requiere pago
SVScout	SI	Medio	Pago
Test suite pro	SI	Medio	Demo gratuito (21 días) La versión completa del software requiere pago

Acseerator real-time automation controller (RTCA)	SI	Medio	Pago
AT61	SI	Medio	Demo gratuito La versión completa del software requiere pago
Test de doble	SI	Medio	Pago

Tabla 6. Características de las Herramientas de simulación enfocadas al estándar IEC 61850

3.2 Caso de estudio implementado en la herramienta de simulación IEDScout

Una vez definido el estándar IEC 61850 se plantearon algunos casos de estudio que permitieran evidenciar su aplicación real a partir de dos herramientas de simulación, el primer ejemplo se propuso con el objetivo de resaltar la importancia de los nodos lógicos y la información que estos contienen, pues estos se utilizan para describir los sistemas reales y sus funciones, por lo que se propone el desarrollo de un archivo con la configuración de un IED, que contiene todos los datos necesarios para describir su interacción con el resto de equipos del sistema conocido como CID, para luego a partir de este, simular el IED con un cliente que permita validar el envío de reportes, medias y mensajería Goose.

El desarrollo del caso de estudio parte de la configuración de un equipo de control que se ha designado como un controlador en una bahía de transformación de una subestación eléctrica. La configuración del equipo se realiza en una herramienta para la parametrización de IED de la marca Siemens llamado Digsy, que ha sido elegido por las opciones que brinda para configurar e identificar parámetros en relación con el estándar IEC 61850, además de contar con una amigable interfaz gráfica y permitir al usuario acceder a este de manera gratuita con una versión válida para ser usada dentro de 30 días, es un software ideal para introducir muchos de los conceptos definidos en los videos que hacen parte del material académico, esto permite relacionar algunos nodos lógicos con elementos del sistema de potencia, por ejemplo, en el IED se requiere una configuración para señalar la posición de un interruptor, para esto se identifica el nodo lógico XCBR el cual representa la información de un interruptor real, para tomar el atributo

de posición que se define en el dato POS, de esta manera se expone un plano eléctrico de control y se indica el proceso para llevar señales de los equipos de patio al IED, esto permite una familiarización rápida con algunos de los nodos lógicos descritos en el estándar así como crear un contexto que evidencia una posible aplicación. Una vez realizada la parametrización del IED respecto a la ingeniería planteada, se procede a configurar la estación de 61850 del equipo, aquí se relaciona la creación de mensajes Goose, donde para este ejemplo se ha decidido llevar la posición del interruptor a un equipo que actúa como dispositivo de protección y la creación de data sets y reportes donde se ha decidido llevar comandos de operación de apertura y cierre, además de algunas medidas, finalmente culminada la programación planteada se evidencia en el archivo CID del equipo. La generación del archivo CID del IED configurado se relaciona en el siguiente enlace:

<p><i>Material académico 6 construcción de un archivo CID haciendo uso del estándar IEC 61850</i></p>

<p>https://www.youtube.com/watch?v=PTbtde2ncDA</p>
--

Como segunda parte del ejemplo 1 se empleó el archivo CID previamente generado para simular el IED, esto se logra con la herramienta IEDScout, el simulador permite observar que el archivo contiene toda la información de los data sets, los reportes y los mensajes Goose que se generaron inicialmente en la herramienta Digsí. Una vez simulado el IED, se crea un cliente y se conectan por medio de direccionamiento IP, de esta manera se logra evidenciar que los cambios generados dentro de los datos del IED simulado como lo son (posiciones de los equipos, la creación de comandos de apertura y cierre para ejercer control dentro de la subestación y la variación de magnitudes en ciertas variables eléctricas) dichos datos son reportados al cliente, con esto se logra observar lo útil que puede ser este tipo de herramientas y la flexibilidad que tiene el estándar IEC 61850 en términos de comunicación, pues a partir de un archivo CID y un equipo de cómputo fue posible simular un IED, además de crear un cliente que permitiera validar la correcta generación de data sets, reportes y mensajes Goose. La simulación del IED realizada a partir del archivo CID en la herramienta IEDScout se relaciona el siguiente enlace:

Material académico 7: Ejemplo práctico con herramienta de simulación IEDSCOUT

<https://www.youtube.com/watch?v=KcBFV17MyGM&t=3s>

3.3 Caso de estudio implementado en la herramienta de simulación AT61

La base en la que se crea el estándar es la comunicación de toda la subestación, lograr que se genere una continuidad ininterrumpida de información y conocer el estado de la subestación en todos sus niveles, por lo tanto, en el material académico 8 se presenta de manera general la herramienta de simulación AT61 en donde se desarrolló un ejemplo con ayuda del relé AXON BAY este permite explicar la estructura del estándar, enfocado al envío, reporte de señales y medidas generadas en el relé, se pudo evidenciar que arrastrando el nodo lógico a la ventana Polling de AT61 se puede verificar el estado. Para el ejemplo puntual se verifico el nodo lógico asociado al interruptor, en donde se obtuvieron las medidas de corriente y tensión mediante el protocolo SAMPLE VALUES, si bien es cierto el protocolo de comunicación GOOSE permite generar el envío de reportes a otros relés, con ayuda de simulador AT61 se pudo verificar el tiempo de respuesta del protocolo GOOSE dado que se simuló el envío de reportes mediante un relé suscriptor a un receptor quien tomaba el mensaje y lo verificada; Gracias a esa simulación se pudo evidenciar la comunicación entre nivel 2, adicional a ello se verifico la versatilidad de la herramienta AT61 al integrarla con el simulador Axon Builder que permitió emular el despliegue grafico de una bahía de línea que se creó mediante una plantilla que tiene por defecto el simulador, se asociaron las señales del AXON BAY con la plantilla del Axon Builder mediante el direccionamiento IP, dado que Axon Builder está diseñado para sistemas SCADA y IHM; se pudo generar el despliegue gráfico mostrando la comunicación entre nivel 2 y nivel 3 mediante el protocolo de comunicación MMS. Finalmente se verifico cuál es la configuración que tienen los IED de diferentes marcas en el caso específico de Siemens se observó cuál es la configuración que tiene el relé 7SL86 asociado a protección diferencial de línea, con ello se pudo comprobar que el fabricante tiene como opcional poner el prefijo que desee asociado al dispositivo lógico, pero cuando ya se menciona el nodo lógico y sus diferentes características y atributos la información encontrada se

encuentra estandarizada y definida por IEC 61850. La descripción general del estándar IEC 61850 con la herramienta de simulación AT61 se encuentra en el siguiente enlace:

Material académico 8: Ejemplo práctico con la herramienta de simulación AT61

<https://youtube.com/watch?v=zpcvxvrAs84&si=EnSikaIECMiOmarE>

Conclusiones

Este trabajo de grado describe y permite conocer de manera general el estándar IEC 61850 los estudiantes o quienes estén interesados en conocer las bases de IEC 61850 encontrarán información relevante y clara, dado que se implementó y se integró el protocolo de comunicación en un caso de estudio a través de dos herramientas de simulación, se elaboraron 7 videos en donde hizo una recopilación de información que permitió hacer la elección de 2 simuladores (AT61 y IEDScout), se desarrolló un video en donde se explicó de manera general los 10 capítulos que componen el estándar y de forma simultánea se realizó un video explicando la estructura general del mismo y su estructura de comunicación, finalmente los 6 primeros videos permitieron tener las bases para ejecutar un caso de estudio explicando el estándar en las dos herramientas de simulación anteriormente mencionadas.

Teniendo en cuenta las necesidades de los sistemas eléctricos, se implementó a través del estándar IEC61850 las configuraciones en dispositivos de protección, control y comunicaciones en términos de protocolos de comunicación por lo que este estándar ha tenido gran acogida dentro del sector eléctrico, en ese sentido es importante generar espacios que permitan trabajar en esta área de la ingeniería, en la experiencia de los autores con las herramientas de simulación que permitieron emular el estándar IEC61850, se observó que el uso de software dentro del proceso de estudio del estándar permite una mayor comprensión de este, debido a la grandes posibilidades que estos ofrecen; como la generación de mensajes entre los diferentes niveles de la subestación. Gracias a ello podemos simular la apertura o cierre de equipos de patio, generar comandos que permitan el control de la subestación y el reporte de medias eléctricas, lo que en conjunto resulta ser un método interactivo de aprendizaje.

Bibliografía

- [1] F. A. Acevedo-cardozo, L. C. Calderón-soto, and J. C. G. C, "Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850 : Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor Communication of electrical systems in the IEC 61850 Standard : Development of cases using sampled values in Client-," vol. 18, no. 2, pp. 221–236, 2019.
- [2] Grupo de Investigación Orca Semillero de Investigación Barión, "Caracterización de Subestaciones Eléctricas," *Región Cent. RAPE*, pp. 1–105, 2020, [Online]. Available: <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Subestaciones-Eléctricas.pdf>.
- [3] F. A. Acevedo-cardozo, L. C. Calderón-soto, J. C. González-castillo, and H. Vargas-Torres, "Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850 : Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor Communication of electrical systems in the IEC 61850 Standard : Development of cases using sampled values in Client-," *Grup. Investig. en Sist. Energía Eléctrica (Gisel)*, vol. 18, no. 2, pp. 221–236, 2019, [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=553762533022%0ACómo>.
- [4] P. Line and C. Committee, *IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol*, vol. 2018. 2018.
- [5] ISO 527-2, *International Standard International Standard*, vol. 2003. 2003.
- [6] M. B. Lobato, "Implemetación practica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas.," 1994.
- [7] I. Del, P. Iec, E. N. La, A. Y. Protección, and D. E. S. D. E. Potencia, "Redes de Ingeniería DESIGNING AND IMPLEMENTING THE IEC 61850," 2012.
- [8] Di. Njova, K. Ogudo, and P. Umenne, "Packet Analysis of DNP3 protocol over TCP/IP at an Electrical Substation Grid modelled in OPNET," *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica* 2020, 2020, doi: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219968.
- [9] A. Volkova, M. Niedermeier, R. Basmadjian, and H. De Meer, "Security challenges in control network protocols: A survey," *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 21, no. 1, pp. 619–639, 2019, doi: 10.1109/COMST.2018.2872114.

- [10] I. Darwish, O. Igbe, O. Celebi, T. Saadawi, and J. Soryal, "Smart Grid DNP3 Vulnerability Analysis and Experimentation," *Proc. - 2nd IEEE Int. Conf. Cyber Secur. Cloud Comput. CSCloud 2015 - IEEE Int. Symp. Smart Cloud, IEEE SSC 2015*, pp. 141–147, 2016, doi: 10.1109/CSCloud.2015.86.
- [11] L. Cheng, "Study and application of DNP3.0 in SCADA system," *Proc. 2011 Int. Conf. Electron. Mech. Eng. Inf. Technol. EMEIT 2011*, vol. 9, pp. 4563–4566, 2011, doi: 10.1109/EMEIT.2011.6024045.
- [12] O. C. Pedrico, "Implementation of the DNP3 protocol in embedded SCADA systems for the monitorization of variables from sensors and devices.," *Univ. ZARAGOZA*, p. 34, 2016.
- [13] IEEE, *IEEE Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)*, vol. 2012, no. October. 2012.
- [14] Villalba Julián, "Estudio y pruebas del protocolo de comunicación dnp3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la central de generación Cumbayá de la empresa Eléctrica Quito S.A y el CENACE," p. 167, 2010.
- [15] J. E. De Paz Alvarez, "Interrogación De Medidores De Energía Utilizando El Protocolo Dnp3," 2018.
- [16] B. Madonsela, I. E. Davidson, and C. Mulangu, "Advances in Telecontrol and Remote Terminal Units (RTU) for Power Substations," *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018*, pp. 827–832, 2018, doi: 10.1109/PowerAfrica.2018.8521181.
- [17] V. G. Găitan and I. Zagan, "Experimental implementation and performance evaluation of an IoT access gateway for the modbus extension," *Sensors (Switzerland)*, vol. 21, no. 1, pp. 1–24, 2021, doi: 10.3390/s21010246.
- [18] C. Pascual Casado, "DESARROLLO DE UN SISTEMA EFICIENTE DE ANÁLISIS DE TRÁFICO MODBUS TCP PARA LA DETECCIÓN DE ANOMALÍAS EN REDES SCADA," 2020.
- [19] M. Smolarczyk, S. Plamowski, J. Pawluk, and K. Szczypiorski, "Anomaly Detection in Cyclic Communication in OT Protocols," *Energies*, vol. 15, no. 4, 2022, doi: 10.3390/en15041517.
- [20] S. Industry and O. Support, "Master-Slave Communication with Modbus RTU Protocol for S7-300 and ET 200S Systems," pp. 1–42.
- [21] A. Networks, "FOR POWER SYSTEMS – A STEP TOWARDS SMART Redes de Ingeniería," vol. 3, no. 2, p. 15, 2012.
- [22] S. Smaiah, A. Khellaf, and T. Cherifi, "The implementation of SCADA open protocol IEC60870-5-101 on ARDUINO UNO board," *2015 4th Int. Conf. Electr. Eng. ICEE 2015*, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/INTEE.2015.7416844.
- [23] IEC, "Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks Part 5-101," p. 181, 2003, [Online]. Available: www.iec.ch.
- [24] J. Lobo, M. Cuenca, D. Gregor, M. Arzamendia, R. Gregor, and S. Toledo, "Design

- and implementation of a gateway between IEC 61850 and IEC 60870-5-101 standards for power electrical systems,” *CHILECON 2015 - 2015 IEEE Chil. Conf. Electr. Electron. Eng. Inf. Commun. Technol. Proc. IEEE Chilecon 2015*, pp. 535–541, 2016, doi: 10.1109/Chilecon.2015.7400429.
- [25] M. Ma, C. Fang, P. Ling, J. Liu, and W. Tao, “Discussion and Reflection on the Application of IEEE C37.118.2-2011 Standard in Distribution Grids,” *Proc. 2018 2nd IEEE Adv. Inf. Manag. Commun. Electron. Autom. Control Conf. IMCEC 2018*, no. Imceec, pp. 1072–1076, 2018, doi: 10.1109/IMCEC.2018.8469563.
- [26] H. A. Santana, D. Alfonso, L. Sarmiento, and E. Rivas Trujillo, “REDES DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA-UN PASO HACIA LA TECNOLOGÍA DE LAS REDES INTELIGENTES SMART GRIDS Redes de Ingeniería COMMUNICATION AND AUTOMATION NETWORKS FOR POWER SYSTEMS-A STEP TOWARDS SMART GRIDS.”
- [27] P. Radoglou-Grammatikis, P. Sarigiannidis, I. Giannoulakis, E. Kafetzakis, and E. Panaousis, “Attacking IEC-60870-5-104 SCADA Systems,” *Proc. - 2019 IEEE World Congr. Serv. Serv. 2019*, vol. 2642–939X, pp. 41–46, 2019, doi: 10.1109/SERVICES.2019.00022.
- [28] Q. C. Fu, Z. Y. Liu, and K. J. Fu, “Implementation of IEC60870-5-104 protocol based on Finite State Machines,” *1st Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–5, 2009, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348268.
- [29] F. Qin-cui, L. Zi-ying, and F. Ke-jia, “Implementation of IEC60870-5-104 protocol based on finite state machines; Implementation of IEC60870-5-104 protocol based on finite state machines,” 2009. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348268.
- [30] E. M. Carlini *et al.*, “A new approach for sending dispatching orders using protocol IEC 60870-5-104,” *2019 AEIT Int. Annu. Conf. AEIT 2019*, pp. 1–4, 2019, doi: 10.23919/AEIT.2019.8893376.
- [31] K. Mai, X. Qin, N. Ortiz Silva, and A. A. Cardenas, “IEC 60870-5-104 network characterization of a large-scale operational power grid,” *Proc. - 2019 IEEE Symp. Secur. Priv. Work. SPW 2019*, pp. 236–241, 2019, doi: 10.1109/SPW.2019.00051.
- [32] R. Bi, M. Ding, and T. Ting Xu, *Design of common communication platform of microgrid*. 2010.
- [33] J. Prieto, “Aplicabilidad De La Norma Iec 61850 En Sistemas Scada En La Red De Transmision Electrica De Colombia,” p. 72, 2011, [Online]. Available: https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1082&context=ing_electrica.
- [34] F. A. Acevedo-Cardozo, L. C. Calderón-Soto, J. C. González-Castillo, and H. R. Vargas-Torres, “Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850: Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor,” *Rev. UIS Ing.*, vol. 18, no. 2, pp. 221–236, 2018, doi: 10.18273/revuin.v18n2-2019021.

- [35] J. J. Bernal Cruz, N. E. Herrera Ruíz, and J. D. Monteagudo Guevara, "Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en Subestaciones de Alta tensión," pp. 1–146, 2017, [Online]. Available: [http://ri.ues.edu.sv/14406/1/Aplicación del estander IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en subestaciones de Alta tensión.pdf](http://ri.ues.edu.sv/14406/1/Aplicación%20del%20estándar%20IEC%2061850%20en%20los%20sistemas%20de%20protecciones%20y%20mediciones%20eléctricas%20en%20subestaciones%20de%20Alta%20tensión.pdf).
- [36] J. L. Yepes and K. A. Granda, *Implementación de mensajería Goose bajo la norma IEC61850 en relés Sel para esquemas de protección de barra*. 2017.
- [37] T. S. Ustun, S. M. Farooq, and S. M. S. Hussain, "A novel approach for mitigation of replay and masquerade attacks in smartgrids using IEC 61850 Standard," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 156044–156053, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2948117.
- [38] O. D. F. C. Eduardo José Molina Ochoa, "Aplicación del eStándar iec 61850 en loS SiStemaS de proteccioneS eléctricaS para SubeStacioneS de alta tenSión," no. 20, pp. 66–70, 2010, [Online]. Available: <http://www.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?FileName=DLXT201020014&DbName=CJFQ2010>.
- [39] López Gonzalo and N. Christian, "Integración de los IEDs REG 670 y RET 670 de ABB a la norma IEC 61850 a través del PLC Saitel 2000dp de Telvent."
- [40] J. Ayala, Ronald; Tenesaca, "Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución," *Univ. Politécnica Sales.*, p. 166, 2018.
- [41] K. F. Carrion Gordillo, "Diseño De Un Prototipo De Red Lan Iec 61850 Para Su Implementación Como Medio Didáctico En Simulación Del Control De Una Subestación Eléctrica.," pp. 1–123, 2018, [Online]. Available: <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/14561>.
- [42] R. Mackiewicz and S. Heights, "Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation," *Proc. 2006 Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 623–630, 2006.
- [43] T. A. Giraldo, "Evaluación , selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicación en empresas del sector Eléctrico Evaluación , selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicació," 2020.
- [44] A. Hern, "Metodología Para Evaluar La Pérdida / Retraso De Información En Dispositivos Inteligentes Perdida / Retraso De Información En," 2021.
- [45] S. Digital, *INFORME FINAL DE LA PASANTÍA : CONFIGURACIÓN Y PRUEBAS FAT EN UN RELÉ GE MULTILIN L90 Y UNA UNIDAD MERGING UNIT GE REASON MU320E PARA LA PROTECCIÓN DE LÍNEA EN UNA CONFIGURACIÓN Y PRUEBAS FAT EN UN RELÉ GE MULTILIN L90 Y UNA UNIDAD MERGING UNIT GE REASON* . 2022.
- [46] A. Del, P. I.- Para, D. Inteligente, and T. A. Andrade, "Facultad de Ingenierías," 2022.
- [47] V. Sarmiento and D. Arpi, "Universidad De Cuenca Resumen," p. 68, 2011, [Online].

Available:

<http://dspace.ucuenca.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/2330/1/tps630.pdf>.

- [48] Mark Adamiak and Drew Baigent, "IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users. GE Digital Energy/SISCO, 2009," *Ralph Mackiewicz SISCO*, pp. 61–68, 2009, [Online]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf>.
- [49] T. S. Ustun, "A critical review of iec 61850 testing tools," *Sustain.*, vol. 13, no. 11, 2021, doi: 10.3390/su13116213.