



## PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS EN LOS SISTEMAS SCADA DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

(COMMUNICATION PROTOCOL FOR THE INTEGRATION OF DEVICES IN THE  
SCADA SYSTEMS OF THE ELECTRICAL SUBSTATIONS)

**Eliecer Gallardo**

Coorporaci n Eléctrica Nacional (Corpoelec S.A.)

[eliecergallardo@gmail.com](mailto:eliecergallardo@gmail.com)

### RESUMEN

El trabajo tuvo como objetivo proponer un protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas, sustentado en las fases de desarrollo propuestas por los autores Angulo (2007), Savant (2002) y Fitzgerald (2000). La metodología fue descriptiva ya que logra representar el funcionamiento de los sistemas de comunicación en los sistemas eléctricos, determinando las condiciones de funcionamiento lógico y su arquitectura. Es de campo, debido a que se tomaran datos directamente de los dispositivos que conforman el sistema, sin manipularlos. Además, con el fin de determinar la interoperabilidad de los sistemas y dispositivos se estudiaron los estándares de comunicación vigentes, esto, la hace una investigación de tipo documental. La población fue de tipo documental. Se empleó como instrumento de recolección de datos el guion de observación. En los resultados se observa que el protocolo de comunicación IEC-61850, no tiene soporte para medios seriales, sin embargo se puede integrar con el protocolo IEC-61870-5-101, por su parte RTU194, no se integra con el protocolo IEC-61870-5-101, pero tiene soporte para medios seriales, conectividad mediante ETHERNET y se integra con el protocolo IEC-61850, del mismo modo el IED AQ-P215, aunque no tiene soporte para medios seriales, permite integrarlo mediante los protocolos IEC-61850 y IEC-61870-5-101, por su parte el sistema SCADA, aunque no se integra mediante el protocolo IEC-61850, tiene soporte para medios seriales y conectividad ETHERNET, finalmente el multiplexor FOX515 maneja una interfaz óptica con soporte para medios seriales, lo que permite la interoperabilidad entre fabricantes. Concluyendo que luego de desarrollar pruebas en el laboratorio que permitieron verificar el correcto funcionamiento de la unidad terminal remota en la red de comunicación se logró integrar los dispositivos electrónicos inteligentes con la unidad terminal remota y el sistema SCADA, mediante el protocolo de comunicación planteado, procediendo a su implementación.

**Palabras claves:** IEC-61850, IEC-60870-5-101, Integración, Interoperabilidad, SCADA, Subestaciones Eléctricas

### ABSTRACT

The objective of the work is to propose a communication protocol for the integration of devices in the SCADA systems of electrical substations, supported by the



development stages proposed by the authors Angulo (2007), Savant (2002) and Fitzgerald (2000). The descriptive methodology is that the logarithms represent the operation of the communication systems in the electrical systems, determining the conditions of the logical operation and its architecture. On the other hand, it is debatable that data from devices that comply with the system are manipulated. In addition, in order to determine the interoperability of systems and devices by studying current communication standards, it is necessary to carry out documentary research. The population of documentary type. It is used as a data collection tool by the observatory. The results show that the IEC-61850 communication protocol does not support serial media, without shame it can be integrated with the IEC-61870-5-101 protocol, while RTU194 does not integrate with the IEC-61870 protocol - 5-101, however it has support for serial media, medium ETHERNET connectivity and integrates with IEC-61850 protocol, as well as AQ-P215 IED mode, although it does not support serial media, allowing integrated IEC 61850 and IEC-61870 protocols -5-101 , in addition to the SCADA system, although the IEC-61850 protocol is not fully integrated, it has support for serial media and ETHERNET connectivity, finally the FOX515 multiplexer operates an optical interface with serial media, which allows interoperability between manufacturers. Concluding that the unlocking test is recorded in the laboratory that allows verifying the correct operation of the remote terminal unit in the communication network, it integrates the intelligent electronic devices with the remote terminal unit and the SCADA system, mediating the protocol to its implementation.

**Keywords:** Interoperability, SCADA, IEC-61850, IEC-60870-5-101, Integration, Electrical Substations

## INTRODUCCION

Las subestaciones eléctricas son parte de los sistemas eléctricos de potencia y est n constituidas por un conjunto de equipos enfocados en la transformación, protección, medición y control del flujo eléctrico. Al ocurrir una falla en las redes eléctricas los equipos de protecciones, actúan aislando las fallas, de tal forma que la falla quede aislada en el sitio y no se extiendan a otras áreas y generen un daño importante a la infraestructura eléctrica. Es por ello, que las subestaciones son puntos críticos que requieren supervisión monitoreo y control de los diferentes equipos instalados.

Con el fin de reducir considerablemente los tiempos de respuesta, a mediados de los años 60 se desarrollaron los primeros sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). A finales de los años 80 se fueron proliferando estos sistemas con arquitecturas cerradas y protocolos particulares de cada fabricante. Durante ese periodo, con el impacto de la electrónica, específicamente en la creación del microprocesador, se desarrolló la nueva generación de equipos de control y protección denominados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), con capacidades de comunicación y con protocolos específicos. Estas arquitecturas cerradas y protocolos particulares obligan a las empresas a depender de un solo



proveedor limitando así su mantenimiento y crecimiento.

A raíz de eso, el instituto de investigación de energía eléctrica (EPRI) en conjunto con el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE), impulso un proyecto con el fin de generar un conjunto de normas de aceptación mundial para las redes de comunicaciones y sistemas en las subestaciones eléctricas. La Corporación Eléctrica Nacional utiliza un sistema SCADA llamado Sinaut Spectrum® fabricado por Siemens. El medio de transmisión de los datos es el protocolo IEC-60870-5-101, el cual está orientado a medios seriales.

Recientemente se han desarrollado nuevos protocolos que ofrecen una funcionalidad mucho mayor que el IEC-60870-5-101; estos protocolos están orientados a medios de comunicación más versátiles como TCP/IP sobre Ethernet. Sin embargo, el sistema Sinaut Spectrum no soporta estos protocolos, debido a que es un sistema cerrado que solo opera con productos de la marca Siemens; en vista de la gran inversión que representa este sistema para la corporación surge la necesidad de expandir su funcionalidad. En respuesta a esta necesidad se propone un protocolo de Comunicación para la Integración de Dispositivos en los Sistemas SCADA de las Subestaciones Eléctricas, que busca establecer un enlace de comunicación entre el sistema SCADA, las subestaciones eléctricas y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que utilicen protocolos diferentes al IEC-60870-5-101.

## METODOLOGIA

La presente investigación está relacionada con la adquisición de nuevas técnicas para obtener conocimientos de una variable en específico, en relación a lo anteriormente planteado, el presente trabajo fue de tipo Descriptivo, de Campo y Documental. Fue Descriptivo ya que se representó el funcionamiento de los sistemas de comunicación en los sistemas eléctricos de potencia con el fin de determinar las condiciones de funcionamiento lógico logrando establecer su arquitectura. Fue de Campo, debido a que se tomaron datos directamente de los dispositivos que conforman el sistema SCADA de una subestación eléctrica, sin manipularlos y se analizaron los medios de transmisión, los modos de comunicación y la multiplexación de datos. Además, con el fin de determinar la interoperabilidad de los sistemas y dispositivos se estudiaron las normas y estándares de comunicación industrial vigentes, los lenguajes de programación y la arquitectura de los sistemas de automatización de subestaciones, logrando establecer la mejor opción de integración de equipos mediante un protocolo de comunicación híbrido.

Para esta investigación se hizo el estudio y análisis de una población documental, tal como se muestra en el Cuadro 1, las cuales sirvieron para obtener información completa y precisa sobre el protocolo de comunicación a implementar en los sistemas SCADA de las Subestaciones Eléctricas, lo que permitió lograr la integración e interoperabilidad de los diferentes dispositivos que conforman el sistema, y mediante el cual se realizan las maniobras de control, mediciones e indicaciones desde el centro de control principal.



**Cuadro 1**  
**Población Documental**

<b>Documento</b>	<b>Contenido</b>
<p><b>Moscoso, J. (2016)</b></p> <p>AUTOMATIZACION OPTIMA DE LA SUBESTACION HUAROCHIRI MEDIANTE SISTEMA SCADA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO</p>	<p><i>El aporte de esta investigación fue la descripción de los propósitos, objetivos y alcances de la norma IEC61850, así como la división en niveles de las diferentes funciones de aplicación que componen un sistema de automatización de una Subestación.</i></p>
<p><b>Real, R. (2016)</b></p> <p>INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES EN SMART GRID</p>	<p><i>Describe ampliamente las normas y procesos a llevar a cabo para la integración de equipos dentro de una red inteligente. De igual forma resalta la importancia de mantener la interoperabilidad entre los equipos de un sistema SCADA, con el fin de hacerlos útiles a las organizaciones y evitar la obsolescencia electrónica.</i></p>
<p><b>Barón, E. y Torres, J. (2017)</b></p> <p>AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA TELECONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN UNA PLANTA DEL SECTOR INDUSTRIAL</p>	<p><i>El aporte que se obtuvo de la presente investigación se basa en el SCADA eléctrico ya que permite la supervisión y el control remoto de la subestación. Además, minimiza la estancia de los operadores eléctricos al interior de la subestación y evita la ejecución manual de maniobras. Con esto, se disminuye el riesgo para la salud y la vida asociado a la operación de subestaciones</i></p>
<p><b>Carrión, K. (2018)</b></p> <p>DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE RED LAN IEC61850 PARA SU IMPLEMENTACIÓN COMO MEDIO DIDÁCTICO EN SIMULACIÓN DEL CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</p>	<p><i>El aporte de principal de esta investigación fueron las pruebas en equipos y dispositivos IEDs, que se utilizó para las simulaciones de eventos, estos fueron compatibles con la propuesta que realiza el estándar IEC 61850, pudiendo observar los protocolos de comunicación que intervienen en la norma como son la mensajería GOOSE, MMS y el SV.</i></p>
<p><b>Carreño, J. Morales, J. y Rivas, E. (2018)</b></p> <p>REDUNDANCIA EN REDES DE COMUNICACIÓN PARA LA AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE</p>	<p><i>De esta investigación se destaca la interoperabilidad del protocolo de comunicación y la transmisión de información en tiempo real del protocolo IEC 61850, que se realiza a través servicios de comunicación como la transferencia rápida de eventos GOOSE, MMS y los Sampled Values.</i></p>



Documento	Contenido
POTENCIA ELÉCTRICA CON IEC 61850	
<b>Acevedo, F. Calderón, L. González, J. y Vargas, H. (2018)</b>  COMUNICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS BASADOS EN LA NORMA IEC 61850: DESARROLLO DE CASO USANDO SAMPLED VALUES EN SERVICIOS CLIENTE-SERVIDOR	<i>Finalmente, esta investigación nos establece las ventajas del protocolo de comunicaciones al tener variables del sistema de una manera más rápida y eficaz, se puede mejorar el servicio de energía, despejar fallas de manera rápida evitando catástrofes en las subestaciones, el cambio de cableado de cobre por fibra óptica para mejor aprovechamiento de espacios en tableros y bandejas de cableado de las subestaciones, además de la integración de equipos de protección y control de diferentes marcas.</i>

Elaboración Propia (2020)

Analizando lo antes expuesto puede concluirse que en la presente investigación existe una unidad de análisis la cual está compuesta por todos los dispositivos, medios de transmisión y algoritmos, que constituyen el protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas.

### ANALISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados del instrumento aplicado, mediante la guía de observación se pudo concluir que el protocolo de comunicación IEC-61850, no tiene soporte para medios seriales, sin embargo se puede integrar con el protocolo IEC-61870-5-101, aunque este no emplee el protocolo de transporte TCP, además permite la configuración en línea y maneja registros y secuencias de eventos, por su parte RTU194, no se integra con el protocolo IEC-61870-5-101, pero tiene soporte para medios seriales, conectividad mediante ETHERNET y se integra con el protocolo IEC-61850, del mismo modo el IED AQ-P215, aunque no tiene soporte para medios seriales, nos permite integrarlo mediante los protocolos IEC-61850 y IEC-61870-5-101, por su parte el sistemas SINAUT SPECTRUM, aunque no se integra mediante el protocolo IEC-61850, tiene soporte para medios seriales y conectividad mediante ETHERNET, finalmente el multiplexor FOX515 maneja una interfaz óptica con soporte para medios seriales, lo que permite la interoperabilidad entre fabricantes.

### FASE I. IDENTIFICAR Y DEFINIR EL PROBLEMA.

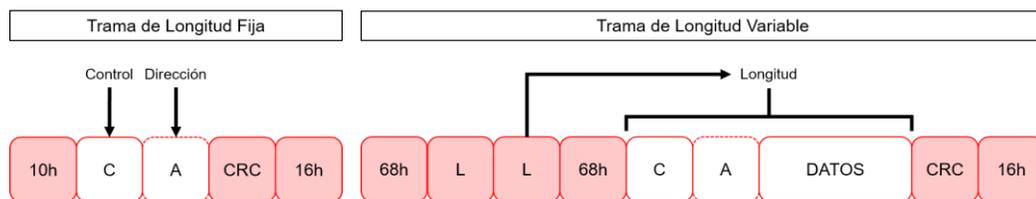
Durante esta primera fase se logró describir el funcionamiento de los sistemas de comunicación entre las subestaciones eléctricas y el centro de control, esto a través de la identificación de la arquitectura del sistema actual, desarrollando una descripción del comportamiento del sistema y determinando las necesidades a

satisfacer, empleando para ello la observación directa en el área de operaciones y una extensa revisión documental de manuales y datasheets de cada uno de los dispositivos que integran el sistema de automatización dentro de la subestación eléctrica y el centro de operaciones.

Dependiendo de si el medio de comunicación es compartido (multipunto) o dedicado (punto a punto) tendremos dos modos de comunicación configurables en los equipos IEC 60870-5-101, el modo balanceado, que se usa cuando se dispone de un enlace de comunicación dedicado, punto a punto (enlace telefónico o cable dedicado). En este caso la comunicación es full dúplex lo que le permite a la remota enviar datos de forma espontánea cuando disponga de los mismos sin necesidad de esperar a que el centro de control lo solicite, y el modo no balanceado, que se usa en enlaces punto a multipunto como pueden ser los enlaces radio compartidos.

La comunicación es half dúplex, es decir solo envía datos la remota que es interrogada por el maestro (en base a su dirección de enlace), ignorándose los mensajes que no van dirigidos a la misma. El maestro pregunta cíclicamente a todas las remotas para solicitarles nuevos datos que tuvieran almacenados a la espera de transmisión, cabe destacar que el modo no balanceado se puede usar también en canales punto a punto, pero se pierde tiempo de respuesta al no poder la remota enviar los mensajes espontáneos en el mismo instante en que los detecta. En cuanto al formato de la trama en IEC-60870-5-101 se definen dos formatos de trama, la trama de longitud fija (usada para mensajes de control) y trama de longitud variable (transporta mensajes de capa aplicación).

**Figura 1. Formato de Tramas IEC-60870-5-101**



**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

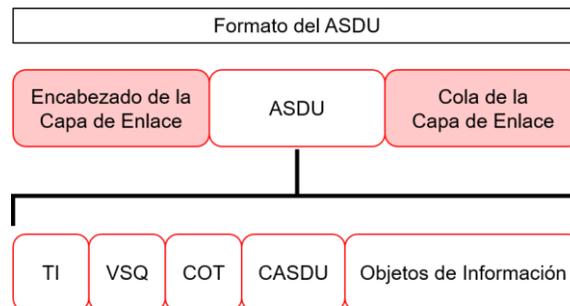
El campo marcado como datos transporta unidades de datos de aplicación denominadas ASDU (Application Service Data Units) que permiten encapsular servicios de telecontrol. La norma IEC 60870-5-101 define tipos de ASDU que se usan en diferentes funciones básicas de aplicación: inicialización, adquisición de datos por petición cíclica, envío periódico, envío de eventos, interrogación general, sincronización horaria, comandos de control, envío de contadores, carga de parámetros, comando de test, transferencia de ficheros y medida del retardo de envío. Al iniciarse la estación remota, ésta notifica dicha situación al centro de control por medio de un mensaje ASDU (END\_OF\_INIT). Dicho mensaje indica al centro de control la necesidad de actualizar (refrescar) la información de dicha remota por medio de la función de interrogación general. El proceso de interrogación general permite obtener el estado actual de todas las señales digitales

o analógicas monitorizadas por la remota. Esta 'foto' de la remota permite al centro de control actualizar el estado de información de dicha instalación.

Tras realizar el proceso de interrogación general, cualquier cambio en el estado de las variables de la remota podrá ser recibido por el centro de control por diferentes mecanismos como pueden ser el envío cíclico (usado en medidas analógicas) o el envío espontáneo (usando en señales digitales y a menudo en medidas analógicas con banda muerta configurable). En el caso de que la estación remota disponga de contadores como pueden ser los contadores de energía, la remota podrá enviar dichos contadores bajo petición o espontáneamente en función del modo de manejo de contadores configurado en el sistema. En caso de que un operador necesite modificar el funcionamiento del sistema, éste podrá hacer uso de las ASDU de control (C\_XX) y modificación de parámetros (P\_XX) para actuar sobre el mismo.

En las unidades de datos de aplicación ASDU (Application Service Data Unit), los mensajes que se envían en IEC 60870-5-101 usan uno de los dos sentidos de comunicación, sentido control (del centro de control a la remota) o sentido monitor (de la remota al centro de control), todas las ASDUS incluyen una cabecera común para identificarlas.

**Figura 2. Estructura de Datos de Aplicación ASDU.**



**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

**Cuadro 2**  
**Descripción de las Unidades de Datos de Aplicación**

<b>TI</b>	<i>Identificación de Tipo</i>	<i>Número que identifica el ASDU y por lo tanto su formato y contenido.</i>
<b>VSQ</b>	<i>Calificador de Estructura Variable</i>	<i>Permite conocer cómo se organizan los objetos de información.</i>
<b>COT</b>	<i>Causa de Transmisión</i>	<i>Motivo de envío y opcionalmente un byte con el identificador del centro de control</i>
<b>CASDU</b>	<i>Dirección Común de ASDU</i>	<i>Dirección de capa aplicación que recibe o envía el mensaje.</i>

<b>Objetos de Información</b>	<i>Lleva el contenido del servicio solicitado o la información notificada.</i>
-------------------------------	--

**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

Además, se definen diferentes tipos de ASDU para enviar distintos tipos de información:

**Información de Proceso en Sentido Monitor**, que incluye estados medidas, posiciones de paso, etc. (M\_XX\_XX\_X)

**Información de Proceso en Sentido Control**, que incluye los comandos simples, dobles, posiciones de paso y ajustes (C\_XX\_XX\_X)

**Información del Sistema en Sentido Monitor**, M\_EI\_NA\_1 (end of init)

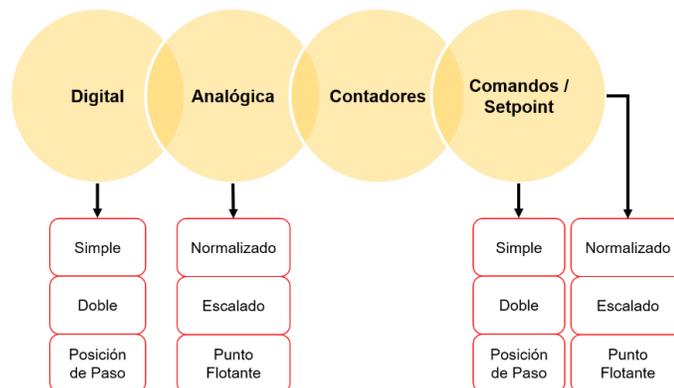
**Información del Sistema en Sentido Control**, que incluye los comandos de interrogación general, interrogación de contadores, reset, test, lectura y sincronización horaria (C\_XX\_XX\_X)

**Parámetros en Dirección Control**, que permiten cambiar las bandas muertas (P\_XX\_XX\_X)

**Transferencia de Ficheros**, (F\_XX\_XX\_X)

En cuanto a los objetos de información, el formato incluye la dirección del objeto (IOA), el valor de campo, la calidad de la información y opcionalmente la marca de tiempo, cabe destacar que cada dato en un sistema IEC-60870-101, se identifica por dos direcciones: la dirección de aplicación CASDU y la Dirección de Objeto IOA. La información de una remota se puede dividir en cuatro categorías principales: Señales digitales, Señales analógicas, Contadores, Comandos y Ajustes.

**Figura 3. Tipos de Datos de Unidad Terminal Remota.**

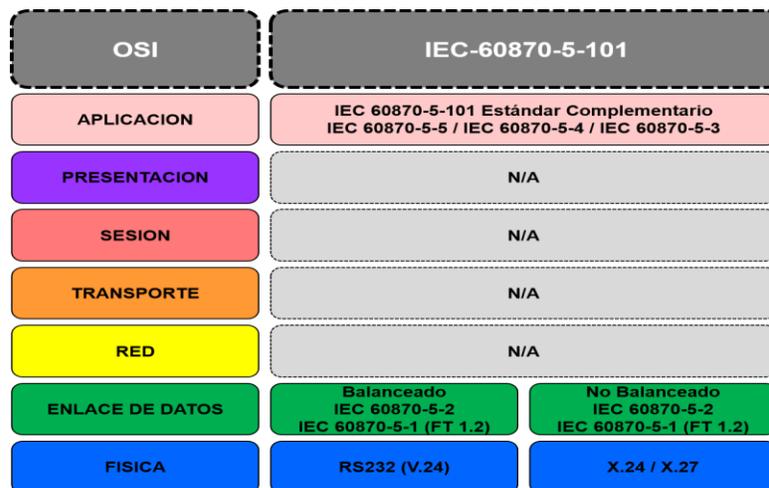


**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

En cuanto a los Bits de Calidad de las Señales, cabe destacar que toda señal tiene un bit que indica si el valor es válido o inválido (IV). A su vez en función del

tipo de dato se tendrá disponible información extra de calidad como: Substituted (SB) indica si el valor es de campo o sustituido, Blocked (BL): indica si la señal está bloqueada y Overflow (OV): indica que la medida está fuera de rango. Por su parte para el Datado Temporal de la Información, se observa que en el envío de la interrogación general, la información viaja sin marca de tiempo ya que se trata del estado actual de las variables. Cuando la remota envía cambios digitales de forma espontánea usa las ASDU con marca de tiempo para que el centro de control tenga una secuencia de eventos bien datada con la cronología acontecida.

**Figura 4. Arquitectura IEC-60870-5-101**



**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

Considerando la norma IEC-61850, se puede afirmar que está conformada por los Sampled Measured Values, que es utilizado para proporcionar una comunicación rápida de valores de medición, protección y control. Funciona a través de Ethernet (Capa 2 OSI) y los mensajes son encapsulados como multicast, siguiendo una estructura de emisor – suscriptor, donde el emisor envía los datos a todos los equipos de la red y cada equipo se suscribe a los datos para acceder a los mismos.

GOOSE es utilizado para la transmisión en tiempo real de eventos críticos y funciona, al igual que Sampled Measured Values, a través de mensajes multicast de Ethernet (Capa 2 OSI). El modelo de funcionamiento de GOOSE también sigue la estructura emisor – suscriptor. Para la sincronización de tiempo de los dispositivos se utiliza el protocolo SNTP. Como su propio nombre indica, es una versión simplificada del protocolo NTP, utilizado en equipos que no necesitan la funcionalidad completa del protocolo. Para la transmisión de los mensajes SNTP se utiliza el protocolo UDP (Capa 4 OSI).

Por último, el protocolo MMS es la base de las comunicaciones de datos de aplicación en el estándar IEC-61850. El protocolo envía sus mensajes a través de conexiones TCP (Capa 4 OSI) y es utilizado para las comunicaciones cliente/servidor. Así, es utilizado para el intercambio de datos de la aplicación, así como parámetros de configuración de los dispositivos o datos de monitorización.

Cabe destacar que los mensajes GOOSE son en realidad señales de estado binario en la red de subestaciones y se usan entre otras cosas para el disparo de los relés de protección. Una de las características principales de la norma IEC-61850 es la representación orientada a objetos de datos en el formulario estándar de convenciones de nombres, estructuras y formatos. Esto puede producir muchos beneficios, tales como: Mapeo más fácil para las aplicaciones de terceros para acceder a la información de múltiples IED's de varios proveedores, Minimiza el trabajo del diseñador de la aplicación que no tendrá que lidiar con las representaciones de proveedores numerosos, y utiliza herramientas estándar con un único modelo de datos basados en una norma internacional, Auto-configuración de algunas porciones de las interfaces y aplicaciones.

**Figura 5. Arquitectura IEC-61850**

OSI	IEC-61850					
APLICACION	SNTP	SAMPLED VALUES	GOOSE	GSSE	MMS	
PRESENTACION	N/A		ASN.1, BER ISO/IEC 8824.1	ISO / IEC 8648,10035 ASN.1, BER ISO / IEC 8824.1	ISO / IEC 8822,8823 ASN.1, BER ISO / IEC 8824.1	
SESION	N/A			Sin Conexión ISO / IEC 9548	Orientada a la Conexión ISO / IEC 8326,8327	
TRANSPORTE	UDP / IP	N/A		GSSE ISO / IEC 8602	Perfil T ISO / IEC 8073	Perfil T TCP / IP RFC 1006
RED	IP (RFC 791)	N/A		ISO / IEC 9542	ISO / IEC 8473	IP (RFC 791)
ENLACE DE DATOS	RFC 894	Etiquetado de Prioridad / VLAN (IEEE 802.1Q) CSMA / CD (ISO / IEC 8802.3)		ISO / IEC 8802-2 LLC		RFC 894
FISICA	ISO / IEC 8802.3 Ethernet			ISO / IEC 8802.3		ISO / IEC 8802.3 Ethernet

**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

El estándar IEC-61850 también proporciona una configuración de la subestación llamada Description Language (SCL) el cual es un archivo estándar que documenta las características de los parámetros de comunicación del IED y utiliza un formato XML. En definitiva, GOOSE y Sampled Measured Values son utilizados para el envío de datos críticos en tiempo real, al contrario que MMS.

Mediante el análisis de la arquitectura de telecomunicaciones establecida en la subestación eléctrica se realizó el levantamiento de los equipos disponibles para la integración de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), con la unidad terminal remota (RTU), logrando determinar las carencias funcionales y operativas, debido a las adecuaciones tecnológicas que se ejecutan, el protocolo de comunicación implementado actualmente no cumple con las especificaciones de comunicación y transmisión de datos de los nuevos dispositivos de control y medición, esto debido a que es un protocolo orientado a medios seriales, lo que dificulta establecer un enlace de comunicación entre dispositivos de diferentes fabricantes, impidiendo la interconexión entre ellos y limitando la comunicación de datos entre los dispositivos y el sistema SCADA.

A través del guion de observación se logró establecer los parámetros técnicos más relevantes a evaluar de los equipos disponibles para comunicación del SCADA con el sistema de telemetría, lo que oportunamente permitió determinar que es posible establecer un protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas, seccionando el sistema de comunicación en tres etapas, la etapa de recolección, transmisión y procesamiento de datos.

**Cuadro 3**  
**Análisis de Estándares de Comunicación**

	<b>IEC-60870-101</b>	<b>IEC-61850</b>
<b>Situación Actual</b>	<i>Es el protocolo actualmente utilizado para la comunicación con el Centro de Control.</i>	<i>Deben hacerse adecuaciones para su implementación en todas las subestaciones.</i>
<b>Personal Calificado</b>	<i>El Personal está familiarizado con el uso del mismo.</i>	<i>Es un estándar complejo y difícil de entender. El Personal no está familiarizado con su uso.</i>
<b>Soporte Técnico</b>	<i>La corporación ya posee herramientas de diagnóstico específicas para el IEC-101.</i>	<i>No se cuenta con el personal ni las herramientas de gestión y soporte.</i>
<b>Norma Internacional</b>	<i>Es un estándar internacional.</i>	<i>Es un estándar internacional.</i>
<b>Enlace de Comunicación</b>	<i>Deben incorporarse Gateway en las subestaciones.</i>	<i>Define un protocolo para toda la subestación eléctrica, independientemente del fabricante de cada equipo.</i>
<b>Arquitectura</b>	<i>Problemas de integración con nuevos dispositivos (Protocolos Modernos).</i>	<i>La arquitectura está abierta a pruebas futuras y la flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema (Tecnología Escalable).</i>
<b>Velocidad de Transmisión</b>	<i>Diseñado para trabajar sobre canales de baja velocidad (Comunicación Serial).</i>	<i>Mayor información disponible en tiempo real y mayor capacidad de ejecución de funciones complejas distribuidas.</i>
<b>Tramas</b>	<i>Utiliza índices para identificar los datos, perdiéndose la auto-descripción presente en los objetos incorporados por la norma.</i>	<i>Establece un formato de fichero de configuración basado en XML (SCL).</i>
<b>Medio de Comunicación</b>	<i>Requiere mantener dos tipos de comunicación con cada subestación eléctrica; un serial RS232 (V.24) y otra TCP/IP si</i>	<i>Comparte el medio de comunicación a través de Ethernet, por lo que presenta problemas de congestión.</i>

**Cuadro 3**  
**Análisis de Estándares de Comunicación**

	<b>IEC-60870-101</b>	<b>IEC-61850</b>
	<i>se desea tener acceso remoto a los IED.</i>	
<b>Protocolo de Red</b>	<i>No admite la comunicación por Ethernet. La comunicación es serial RS232 (V.24) y X.24 / X.27.</i>	<i>Emplea los protocolos Sampled Valued, Goose y MMS, además utiliza redes Ethernet.</i>
<b>Implementación</b>	<i>La implementación puede hacerse de forma local en los dispositivos compatibles.</i>	<i>Debe ser implementado por parte del fabricante.</i>
<b>Control de Subestaciones</b>	<i>Limita las funciones de automatización de la subestación eléctrica.</i>	<i>Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.</i>
<b>Hardware</b>	<i>Emplea hardware de gama baja o media.</i>	<i>Requiere CPU de altas prestaciones.</i>
<b>Cableado</b>	<i>Requiere gran cantidad de cable de cobre.</i>	<i>Se reduce considerablemente el uso de cable de cobre.</i>

**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

## **FASE II. DEFINICION DE LAS ESPECIFICACIONES.**

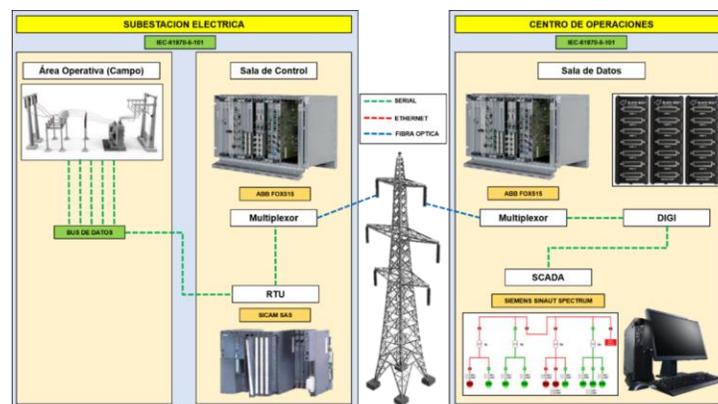
Luego de identificar y definir el problema, se procedió a definir las especificaciones, tomando en consideración las tres etapas planteadas en la fase I, se identificaron las condiciones de funcionamiento lógico entre los equipos y el sistema de comunicación, para ello se realizó un análisis de los protocolos empleados en el sistema actual y se identificaron los códigos de programación a través de la revisión de las base de datos, logrando esquematizar el sistema de telemetría. Desde un principio se decidió enfrentar el problema desde dos perspectivas; una se enfocó en estudiar el sistema SCADA actual, particularmente la forma en la que éste maneja la entrada y salida de datos de proceso. La otra comprendió el estudio del flujo de datos entre las subestaciones eléctricas y el centro de control. Se trabajó de forma paralela con el objetivo de lograr que los nuevos dispositivos puedan integrarse al SCADA permitiéndole a éste ajustarse a los cambios que la corporación prevé implementar

El estudio del Sinaut Spectrum comprendió la lectura de los manuales de usuario, administrador y programador del sistema provistos por Siemens. Este estudio se enfocó principalmente en el subsistema de adquisición de datos (DAS), en el sistema Softbus y en la estructura de la base de datos por ser éstas las partes directamente relacionadas con el flujo de datos de proceso. Al inicio del proyecto, se contaba con información muy básica sobre el sistema SOFTBUS así como del funcionamiento interno del DAS. Se pensaba que el SOFTBUS era un sistema libre

y abierto, siendo en realidad un sistema propietario diseñado por Siemens específicamente para el Sinaut Spectrum. Esto limitó considerablemente las posibilidades de comunicación e interoperabilidad. Cabe acotar que toda la información, contenida tanto en los manuales como en el código, es de carácter confidencial por ser propiedad de Siemens.

De igual forma se analizó el diagrama de comunicación actual donde se pudo desglosar el funcionamiento del sistema de captación y transmisión de datos, entendiendo que este inicia en el patio de la subestación eléctrica, donde a través de un bus de proceso se conectan los dispositivos de medición y actuadores de los procesos de campo (CT, VT, interruptores, reclosers, etc.), toda esta información es centralizada en la unidad terminal remota actualizando la base de datos con los valores obtenidos, la unidad terminal remota recibe peticiones de interrogación desde el sistema SCADA, con el fin de comparar la base de datos de la subestación con la base de datos del servidor del centro de control, la comunicación entre la subestación y el centro de control se logra mediante un enlace de fibra óptica empleando un multiplexor FOX515 en cada extremo del enlace, la unidad terminal remota en la subestación se conecta mediante comunicación serial RS232 (V.24) al multiplexor y este mediante protocolo IEC-101, transmite al centro de control donde el otro multiplexor recibe la señal y la enruta a un canal de comunicación a través de un DIGI, mediante comunicación serial RS232 (V.24), que permite identificar cada una de las subestaciones eléctricas, luego estas señales van a los servidores del Sinaut Spectrum de Siemens mediante protocolo IEC-101, donde se comparan los valores de la base de datos de la subestación con la base de datos del servidor y se actualizan si hay alguna variación, finalmente estos valores son reflejados en la interfaz gráfica al operador del centro de control.

**Figura 6. Diagrama de Conexión de RED Actual**



**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

Dentro de la corporación se intentó llevar a cabo un proceso de adecuación, con la adquisición de nuevos dispositivos electrónicos inteligente (IED) y unidades terminales remotas (RTU), con el fin de dar solución y colocar de nuevo en



funcionamiento el sistema de automatización de las subestaciones eléctricas afectadas, sin embargo el personal encargado de realizar dicha compra no tomo las consideraciones técnicas necesarias y por ende no se consideró la incompatibilidad de comunicación de estos equipos con el sistema SCADA. Dada la necesidad de lograr la interoperabilidad del SCADA con nuevos dispositivos y la gran incompatibilidad de comunicación, a partir de este momento se abandonó la búsqueda de mecanismos para interconectar directamente el bus de datos de las subestaciones eléctricas con el Centro de Control y se procedió a iniciar un estudio sobre el desarrollo de una arquitectura que se pudiese incorporar en las subestaciones a fin de interconectarlas con el sistema SCADA empleando los nuevos dispositivos.

Considerando lo propuesto en la Fase I, de dividir el sistema de comunicación en tres etapas, la etapa de recolección, transmisión y procesamiento de datos, se realizó una revisión documental de los manuales de operación de los nuevos equipos, considerando para la etapa de recolección de datos que el IED ARCTEQ P215 permite la conectividad mediante protocolo Ethernet e integración con el protocolo IEC-61850, por su parte la RTU194 LAFONTIR, tiene soporte para conexiones seriales, permite la conectividad mediante protocolo Ethernet y puede integrarse con el protocolo IEC-61850, para la etapa de transmisión de datos se pudo validar que el MULTIPLEXOR FOX515 ofrece soporte para interfaz óptica y conexiones seriales, además de la interoperabilidad entre fabricantes, finalmente en la etapa de procesamiento de datos, el sistema SINAUT SPECTRUM, no permite la integración con el protocolo IEC-61850 ya que su sistema de comunicación está orientado a medios seriales, bajo este esquema se pudo certificar que el principal problema en todas las etapas es la incompatibilidad de funcionamiento debido a los estándares de comunicación que cada fabricante dispone para sus dispositivos.

Durante el desarrollo de esta fase, se logró verificar cada una de las señales de campo que son procesadas por los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y transmitidas al SCADA, al mismo tiempo se verifico cuál de estas señales permanecen en funcionamiento y cuales están fuera de servicio, esto el fin de consolidar el conjunto de variables que se envían al SCADA y evitar los bucles y tramas con errores por la falta de respuesta ante una petición de interrogación. Luego de considerar las prestaciones de cada uno de estos dispositivos, se plantea una arquitectura híbrida, tomando apartados del estándar IEC-101 (Centro de Operaciones) y el estándar IEC-61850 (Subestación Eléctrica). Con el objeto de proponer un modelo de datos sobre el cual se describen las capacidades de los IEDs. Dicho modelo se describe a través del Lenguaje para Descripción de Subestaciones (SCL). La funcionalidad estándar de una subestación se modela a partir de los denominados Nodos Lógicos (LN), que a su vez se forman a partir de Common Data Classes y Common Data Attributes, siguiendo una abstracción a objetos. Junto con estos objetos, la norma IEC-61850, define un conjunto de servicios en lo que se denomina Abstract communication service interface (ACSI).

### Figura 7. Arquitectura Propuesta



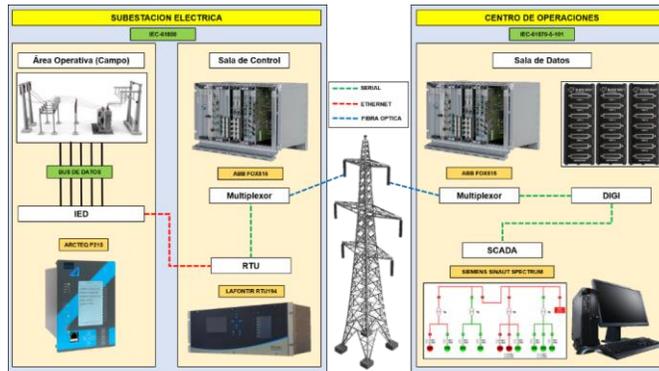
OSI	IEC-60870-5-101		IEC-61850
APLICACION	IEC 60870-5-101 Estándar Complementario IEC 60870-5-5 / IEC 60870-5-4 / IEC 60870-5-3		SAMPLED VALUES      GOOSE
PRESENTACION	N/A		ASN.1, BER ISO/IEC 8824.1
SESION	N/A		
TRANSPORTE	N/A		
RED	N/A		
ENLACE DE DATOS	Balanceado IEC 60870-5-2 IEC 60870-5-1 (FT 1.2)	No Balanceado IEC 60870-5-2 IEC 60870-5-1 (FT 1.2)	Etiquetado de Prioridad / VLAN (IEEE 802.1Q) CSMA / CD (ISO / IEC 8802.3)
FISICA	RS232 (V.24)	X.24 / X.27	ISO / IEC 8802.3 Ethertype

**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

De esta forma se plantea un nuevo diagrama de comunicación donde el sistema de captación y transmisión de datos, que inicia en el patio de la subestación eléctrica, emplee un bus de proceso para conectar los dispositivos de medición y actuadores de los procesos de campo (CT, VT, interruptores, reclosers, etc.), estas señales serán centralizadas en un dispositivo electrónico inteligente (IED) ARCHQ P215, y el IED será quien mediante protocolo Ethernet le reporte a la unidad terminal remota (RTU) LAFONTIR 194, actualizando la base de datos con los valores obtenidos, la unidad terminal remota recibe peticiones de interrogación desde el sistema SCADA, con el fin de comparar la base de datos de la subestación con la base de datos del servidor del centro de control, manteniendo la comunicación entre la subestación y el centro de control mediante un enlace de fibra óptica con el multiplexor FOX515 en cada extremo del enlace, la unidad terminal remota en la subestación se conecta mediante comunicación serial RS232 (V.24) al multiplexor y este mediante protocolo IEC-101, transmite al centro de control donde el otro multiplexor recibe la señal y la enruta a un canal de comunicación a través de un DIGI, mediante comunicación serial RS232 (V.24), que permite identificar cada una de las subestaciones eléctricas, luego estas señales van a los servidores del Sinaut Spectrum mediante protocolo IEC-101, donde se comparan los valores de la base de datos de la subestación con la base de datos del servidor y se actualizan si hay alguna variación, finalmente estos valores serán reflejados en la interfaz gráfica al operador del centro de control.

Es así como la disponibilidad de los datos se incrementa de una manera significativa sin aumentar significativamente los costos de conexión. Esto permite que esquemas de control anteriormente muy complejos o costosos de implementar, puedan ser incorporados dentro de una subestación.

**Figura 8. Diagrama de Conexión de RED Propuesto para los Equipos de Supervisión y Control.**

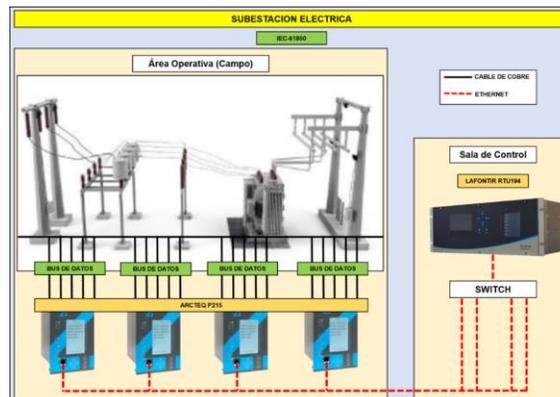


Fuente: Elaboración Propia (2021)

### FASE III. ADAPTACIÓN ENTRE SOFTWARE Y HARDWARE.

Con el fin de proponer el protocolo de comunicación adecuado para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas y continuando con el esquema por etapas planteado en la fase I, para la etapa de recolección de datos se considera una conexión tipo BUS para los IED ARCTEQ P215 bajo el protocolo IEC-61850 con conexión Ethernet TPC-IP que permita centralizar todos los datos de la subestación eléctrica en la RTU194 LAFONTIR, esto se logra ya que ambos equipos pueden comunicarse bajo el estándar de comunicación Ethernet.

**Figura 9. Diagrama de Conexión de RED Propuesto para los Equipos de Supervisión y Control – Señales de Campo**



Fuente: Elaboración Propia (2021)



Principalmente se desarrollan los nodos lógicos, que son el bloque principal para componer la información de los sistemas de automatización de subestaciones, estos representan cada uno de los dispositivos físicos, partes de un dispositivo multifunción y dispositivos auxiliares, cabe destacar que estos no pueden ser divididos en funciones más pequeñas. En esta etapa los datos son procesados por los IEDs y transmitidos a la RTU, mediante el estándar IEC-61850, generando para ello un modelo lógico de la subestación, virtualizando cada uno de los dispositivos y conexiones, a través del lenguaje de configuración de subestación (SCL).

Los nodos lógicos est n vinculados mediante conexiones lógicas para un intercambio de datos dedicado en el medio, estos nodos lógicos se asignan a funciones y dispositivos físicos, teniendo en cuenta que cualquier nodo lógico es parte de un dispositivo físico y cualquier conexión lógica es parte de una conexión física.

Para la etapa de transmisión de datos se plantea una conexión radial para la RTU194 LAFONTIR con el MULTIPLEXOR FOX515 bajo el protocolo IEC-60870-5-101 serial con estándar recomendado RS-232 cruzado, esto debido a que las especificaciones técnicas de estos dispositivos permiten la comunicación serial. En esta etapa la RTU ha procesado los datos de campo mediante el estándar IEC-61850, recibiendo las tramas de cada IED y generando una base de datos local, esta base de datos es comparada con la base de datos del centro de operaciones, mediante peticiones de interrogación realizadas por el Sinaut Spectrum mediante el estándar IEC-61870-5-101, transmitiendo la trama de datos empleando el modelo planteado en la fase I.

Bajo este esquema el sistema SCADA SINAUT SPECTRUM, podrá enlazar con las subestaciones eléctricas ya que la arquitectura del MULTIPLEXOR FOX515 soporta conexiones seriales, además el protocolo IEC-60870-5-101, es un protocolo orientado a medios seriales y es el que emplea el sistema SCADA para comunicarse, por ende bajo este esquema de comunicación, desde el centro de control se podrán hacer las peticiones de interrogación a cada uno de los dispositivos de medición y control permitiendo aprovechar los recursos existentes y ofreciendo una solución al problema de incompatibilidad de funcionamiento debido a los estándares de comunicación que cada fabricante dispone para sus dispositivos.

Además, se procedió al desarrollo la base de datos y la adecuación de señales de control, indicaciones y mediciones. Estos trabajos fueron realizados en cada una de las áreas correspondiente patio, sala de control, centro de operaciones. Para las señales de patio se realizó el tendido de cable de control desde cada uno de los equipos de medición y control hasta la sala de control, esto con el objeto de poder identificar cada una de las señales y retirar el cableado de las señales que est n fuera de servicio, posterior a ello cada una de estas señales fueron conectadas a los respectivos dispositivos electrónicos inteligentes (IED) ARCTEQ P215, en cada uno de los módulos correspondientes.

#### **FASE IV. IMPLEMENTACIÓN DEL HARDWARE.**

A fin de lograr la integración correspondiente se procedió a la distribución física de cada uno de los dispositivos para el desarrollo del canal de comunicación y el

conexión de RED, además de la sincronización de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) con la unidad terminal remota (RTU), y el código de programación que permitirá la sincronización de los equipos con el SCADA. Primeramente se retiró del sitio la RTU SICAM SAS de Siemens, la cual se encontraba dañada, y se procedió a la instalación de la unidad terminal remota RTU194 LAFONTIR, se realizó el conexionado de señales y la alimentación eléctrica correspondiente, además de la instalación de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en cada uno de los paneles correspondientes a los interruptores a controlar.

Luego de instalar cada uno de los dispositivos a los paneles y realizar la alimentación eléctrica correspondiente, se realizó el conexionado de RED para la unidad terminal remota (RTU), para ello se hizo el tendido de un cable UTP desde el IED de cada panel hacia la RTU, que permiten la comunicación bajo el estándar IEC-61850, de cada uno de los dispositivos que integran las mediciones, indicaciones y control de la subestación eléctrica, de esta forma se logra centralizar toda la información en una base de datos local, que es administrada por unidad terminal remota (RTU). Luego se realizó el tendido de cable de comunicación entre la RTU y el MULTIPLEXOR FOX515 bajo el protocolo IEC-60870-5-101 serial con estándar recomendado RS-232 en un cruzado, con un conector DB9 en un extremo y un DB25 en el otro.

**Figura 10. Vista Posterior RTU194 e IED AQ-P215**



**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

## FASE V. DEPURACIÓN DEL SOFTWARE.

Luego de tener las especificaciones del hardware y el diseño funcional de operaciones se inició con la adecuación del sistema SCADA y la adecuación de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) mediante el estándar de comunicación IEC-61850 para su puesta en funcionamiento dentro de la subestación eléctrica, esto mediante la programación, configuración y desarrollo de las bases de datos correspondientes y los diagramas de bloques.

### Configuración del CID



En la sección comunicación se define la subred, cabe resaltar que la RTU194 LAFONTIR requiere el mapeo de objeto tipo MMS como lo indica la norma IEC-61850-8-1 para la recolección de datos.

En la sección de plantilla de tipo de datos, vienen definidos todos los nodos lógicos y los conjuntos de datos asociados a cada punto de medición e indicación proporcionada en el archivo ICD del fabricante. Esos puntos están disponibles en el archivo .xls que proporciona el fabricante en su plataforma web. Por lo que se hace uso del editor de conjuntos de datos particular. Para las mediciones e indicaciones se trabaja con el reporte almacenado en el buffer propio de la norma. Se definen los parámetros del reporte como la identificación, el tiempo en buffer, número de cliente, revisión e integridad del reporte y se seleccionan los estados activos definidos por el fabricante para los puntos requeridos.

Las mediciones tienen un LOGICALNODE llamado MMXU como lo indica la norma con su prefijo predeterminado por el fabricante, el acceso al primer punto de agregado sería mediante la ruta:  
I3MMXU1\$MX\$.phsA.cVal.mag.f →Definiendo a la magnitud de la Corriente en Fase A.

## FASE VI. INTEGRACIÓN DEL HARDWARE Y EL SOFTWARE.

Luego de implementar el hardware y desarrollar el software se dio paso a integrar los equipos electrónicos inteligentes (IED) con la unidad terminal remota (RTU) mediante el protocolo de comunicación, además de la integración de bases de datos, la sincronización de la RTU con el SCADA, el desarrollo de la lógica de Control en el IED y el desarrollo de lógica de comunicación en la RTU, para finalmente lograr la integración de los dispositivos mediante los estándares de comunicación IEC-60870-5-101 e IEC-61850. Con el fin de establecer una comunicación entre la subestación eléctrica y el centro de operaciones mediante el multiplexor ya que las definiciones de estándares para SDH, a nivel lógico y hasta el nivel físico de interfaces, implican que equipos de transmisión de diferentes fabricantes pueden, interactuar en el mismo enlace, para ello se hizo uso de las herramientas de desarrollo Administrador RTUQM, AQDriver e IECTest.

### CONFIGURACION DEL DISPOSITIVO ELECTRONICO INTELIGENTE (IED)

**General:** Es la ventana general de descripción y ubicación del equipo, así como la fuente de sincronización, la secuencia de fase, el lenguaje, y configuración de display básicas.

**Protección:** Esta sección no se habilitará puesto existen relé de protección instalado en cada bahía asociado a cada equipo.

**Control:** En esta sección se habilitarán 7 objetos para el caso del IED. Cada objeto asociado a los interruptores y seccionadores disponibles. Se definen el nombre, tipo de objeto (Interruptor, Seccionador o Seccionador (GND), entradas de estados y

comandos de apertura y cierre, así como el tiempo del pulso del comando. Se definen los niveles de tensión de las entradas binarias para activar y desactivar la señal lógica y el tipo de polaridad. En la matriz se definen las alamas y la relación entre las señales de entrada y salida para indicaciones y operaciones.

**Comunicación:** Se definen los parámetros de comunicación vía TCP-IP como lo indica la norma, se define el segmento de red 10.0.0.X. Para el caso de los IED será del 10.0.0.51 hasta el 10.0.0.58, la máscara subred correspondiente 255.255.255.0 y puerta de enlace predeterminada 10.0.0.1. La dirección MAC se debe tener presente para la elaboración de CID. En el apartado protocolo se desactivan todos los protocolos vía TCP -IP. Se define el puerto por default de la norma 102 y se configura la banda muerta de las mediciones a enviar.

**Mediciones:** Se definen las relaciones de los PT y CT, así como su respectiva polaridad, la frecuencia de trabajo con su respectiva fuente de referencia en cada canal. Además, se define el intervalo de actualización de las corrientes, tensión y potencias en el mímico.

**Configuración de Mímico:** A continuación, se presenta la representación gráfica del sistema asociado a cada IED con su correspondiente medición. En la sección de lógicas se contempla las señales lógicas del 52 A de los seccionadores y la restricción del comando de cierre bajo apertura de seccionadores. Todo esto se aplica a cada uno de los IEDs con las consideraciones expuestas.

## CONFIGURACIÓN DE LA RTU.

**Módulos Principales:** En el módulo RTUGlobal, se habilita la interface de red y se asigna una IP que este en el mismo segmento de red que los IED con su respectiva mascara subred.

Habilitar interface de red 1 (en1)	Si
Dirección IP de la tarjeta de red 1 (en1)	10.0.0.80
Máscara IP de la tarjeta de red 1	255.255.255.0

**Figura 11. Definición de la Interface de Red – RTU194**  
**Fuente: Elaboración Propia (2021)**

En el módulo consola se agregan los ejecutables de los otros módulos a utilizar con su respectivo archivo de configuración “.ini”.

- Modulo Base de Datos
- Driver IEC-61850
- Protocolo IEC 60870-5-101
- Display RTU194



**Módulo Driver:** La principal finalidad de los drivers es realizar la adquisición de datos desde el hardware. Cada tipo de hardware empleado dispone de un driver (Bus 485C, Modbus, etc.). Puede haber varios drivers distintos y/o varias instancias del mismo driver funcionando simultáneamente. El driver adquiere los datos desde el hardware y los presenta a la base de datos, para ello se asocian cada una de las entradas y salidas del hardware con un punto de la base de datos. La RTU conoce a su driver como dispositivos esclavos a esta, en el driver IEC-61850 se definen parámetros generales de configuración como la dirección de supervisión, tiempo muerto de comando, asociación, reintento de inicio de asociación y tiempo de envío del mensaje de Alive del TCP. Así como el valor seleccionador de la capa de presentación, sesión y transporte. Se agregan las variables manualmente definiendo el tipo de variable y la dirección que ocupa en la base de datos. En los datos de entrada se agregan las rutas para valor, calidad y tiempo de muestreo bajo el modelamiento estipulado en la norma siguiendo el listado de grupos para los nodos lógicos y considerando la clase común de datos.

**Módulo de Protocolo:** Cada módulo de protocolo implementa un protocolo de comunicaciones específico para transferir estados y comandos con un sistema SCADA, por motivo de seguridad se ilustrarán parámetros por default que muestra el fabricante. Los parámetros a definir en general, el tipo de protocolo IEC870-5-101, Prioridad desincronización, comandos habilitados y dirección de supervisión. En el enlace se definen las características de la comunicación serial asociada a la RTU de la subestación eléctrica, tipo de comunicación, tamaño de la dirección de enlace, dirección de enlace, tipo de conexión, velocidad de modulación, paridad, tamaño de dirección común, causa de transmisión, dirección de información de objeto y tamaño máximo del ASDU propio del protocolo IEC 101. Se definen los puntos a enviar considerando la tabla de datos suministrado por el departamento de SCADA asociando cada punto en la base de datos de la RTU a la dirección correspondiente, definiendo el tipo de datos, banda muerta, factor de escala y salida doble donde aplique. En la imagen se puede observar los tipos de datos SPI (simple punto), DCO (comando doble), MVFPV, (Medición punto flotante). Por normativa corporativa los rangos de dirección vienen definidos por una norma corporativa:

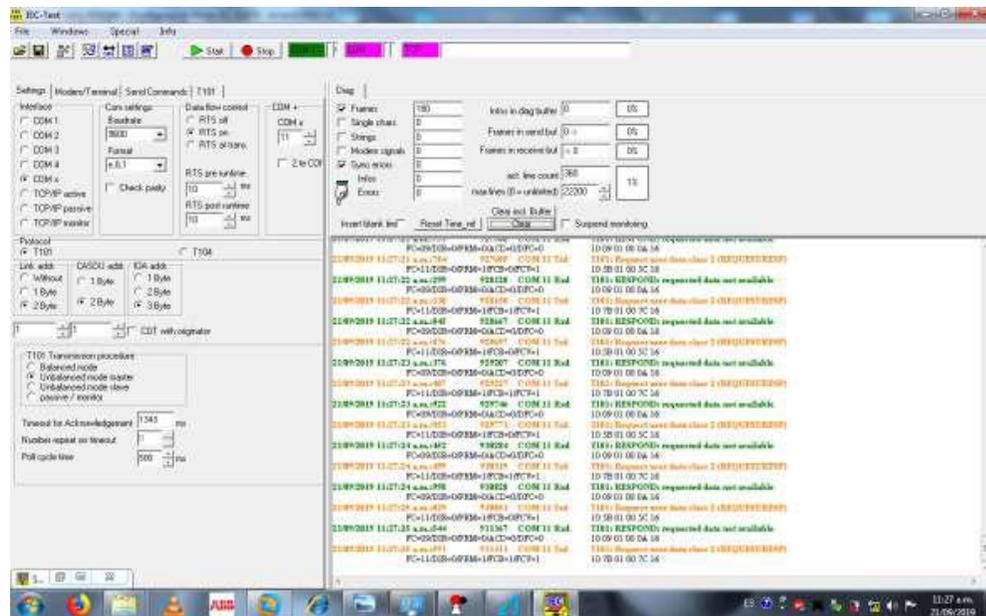
- 1000-1999 Indicación
- 2000-2999 Comando
- 3000-3999 Medición

**Módulos Varios:** En el módulo display se diseñan el unifilar asociado a cada bahía con su respectivo objeto de control, se configuran los 8 led del panel frontal para activarse cuando el IED está en comunicación con la RTU, y se añaden los parámetros de medición. En la figura anexa se muestra el mímico asociado a la bahía dos de la subestación con sus respectivos objetos dinámicos.

## FASE VII. FINALIZAR EL DISEÑO.

Finalmente se procedió a evaluar la factibilidad del protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones

eléctricas, para ello se realizaron mediciones en campo, se ejecutaron comandos de control con el centro de operaciones, se verificaron las indicaciones de estados y se realizaron pruebas del canal de comunicación. En la prueba local se empleó el software IECTest, en conjunto con un simulador de interruptor. Además se siguió el protocolo de verificación proporcionado por la empresa. En primer lugar, se inicializaron los parámetros de comunicación definidos en la configuración de la RTU para el módulo “Protocolo IEC 60870-5-101”. Se conectó el puerto de salida serial de la RTU al equipo portátil, mediante un conversor USB SERIAL, se inicializo el test de comunicación verificando la trama, verificando la ausencia de errores. El comportamiento correcto de la comunicación se evidencia con la solicitud en color naranja y su correspondiente respuesta en color verde. Lo colores negro y rojo identifican una pérdida de dato y ausencia de conexión respectivamente.



**Figura 12. Representación Gráfica de Comunicación Serial bajo estándar IEC 60870-5-101 mediante el paquete IECTEST**  
Fuente: Elaboración Propia (2021)

En segunda instancia se habilito el interpretador de frame para verificación de los datos enviados en la trama. Se realiza una petición del grupo 0 definido en la norma IEC-60870 como TI 100, también el TI 103 para la sincronización del reloj de la RTU. Paralelo a esto se comparan los paquetes recibidos en la RTU verificando la correspondencia. Para la actualización de puntos booleanos se alterna entre local / remota verificando el cambio de estado, además de las mediciones con el escalado solicitado por el centro de operaciones. Para los comandos simples de apertura y cierre de interruptor se realiza un TI 45 con o sin previa selección de acuerdo a la configuración establecida, verificando el cambio espontaneo en la indicación de posición del objeto comandado. Es los despliegues gráficos del IED y RTU se observa la correspondencia entre la inyección y la medición considerando la



relación de transformación, así como el estado de los seccionadores e interruptores, de esta forma se logró la comunicación mediante la propuesta del Protocolo de Comunicación para la Integración de Dispositivos en los Sistemas SCADA de las Subestaciones Eléctricas, propuesta que está basada en la norma IEC-61850, como filosofía de diseño y organización de los datos de una subestación eléctrica, y el protocolo IEC-60870-5-101, como medio de comunicación entre la subestación eléctrica y el centro de control.

### CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos permiten determinar la importancia que tiene que los dispositivos de diferentes fabricantes puedan interactuar entre sí. Las redes eléctricas inteligentes son una tecnología que está actualmente en desarrollo y tiene un futuro muy prometedor orientado a la estandarización. Es por ello que se planteó proponer un protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas, para su implementación en subestaciones que cuentan con dispositivos que no permiten integrarse a otros fabricantes. Mediante el análisis de la arquitectura de telecomunicaciones establecida en las subestaciones eléctricas se realizó el levantamiento de los equipos disponibles para la integración de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) con la unidad terminal remota (RTU), logrando así, describir el funcionamiento de los sistemas de comunicación entre las subestaciones eléctricas y el centro de control, lo que a su vez permitió identificar las condiciones de funcionamiento lógico entre los equipos y el sistema de comunicación con el fin de plantear una alternativa para la actualización de la red de comunicación de las subestaciones considerando todos los aspectos técnicos y metodológicos de la implantación de un sistema de monitoreo y control en la subestación.

El protocolo fue adaptado de forma que cumpliera con los requerimientos establecidos por los estándares, mediante arreglos en las conexiones de comunicación, con el estudio del estándar IEC-61850 y la interoperabilidad que permite entre múltiples dispositivos de diferentes fabricantes lo que permitió proponer el protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas, tomando en cuenta la necesidad de continuar con una estrategia de modernización y alternativas que permitan una paulatina migración considerando la disponibilidad económica, para así incursionar en la planeación de arquitecturas con tecnologías avanzadas, ajustadas, escalables y de práctico sustento. Durante el curso de esta investigación se logró detectar el desconocimiento que existe por parte de los operadores del área, en cuanto a los nuevos estándares de comunicación industrial, lo que dificulta el desarrollo de alternativas que permitan colocar en funcionamiento los sistemas de automatización de diferentes subestaciones eléctricas que por la misma situación y aun contando con la tecnología, no funcionan de forma automatizada, lo que impide brindar una respuesta oportuna ante cualquier eventualidad que presente el sistema eléctrico.

En la actualidad se han desarrollado nuevos protocolos en el área de automatización de la Industria eléctrica que ofrecen una funcionalidad mucho mayor que el IEC-60870-5-101; estos protocolos están orientados a medios de comunicación más versátiles como TCP/IP sobre Ethernet, lo cual ofrece una gran



cantidad de ventajas a nivel de costos, simplicidad en la implementación del sistema, entrenamiento del personal de mantenimiento e instalación, entre otras. De igual forma gracias a la revisión bibliográfica y técnica de los equipos disponibles y a la información obtenida por los diferentes fabricantes, se permitió desarrollar pruebas en el laboratorio que ayudaron a verificar el correcto funcionamiento de la unidad terminal remota (RTU) en la red de comunicación permitiendo integrar los equipos electrónicos inteligentes con la unidad terminal remota mediante el protocolo de comunicación, posterior a la implementación y a las adecuaciones ejecutadas con el objeto de cambiar la topología de la red existente, se logró un mejor tiempo de respuestas en el control de los equipos asociados, como también un registro eficiente de las señalizaciones y mediciones, logrando evaluar la factibilidad del protocolo de comunicación para la integración de dispositivos en los sistemas SCADA de las subestaciones eléctricas.

Así mismo se pudo determinar que el dispositivo electrónico inteligente (IED) AQ-P215 tiene funciones adicionales que permiten registrar y localizar fallas, además de supervisar el funcionamiento de los equipos de medición de variables eléctricas, transformadores de corriente y los transformadores de potencia, lo que permitiría reducir el uso de puertos en la unidad terminal remota y reducir la saturación del canal de comunicación con información redundante.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Acevedo, F. Calderón, L. González, J. y Vargas, H. (2018). **Comunicación de Sistemas Eléctricos basados en la Norma IEC61850: Desarrollo de caso usando Sampled Values en Servicios Cliente-Servidor**, Universidad Industrial de Santander, Santander – Colombia.
- Barón, E. y Torres, J. (2017). **Ampliación del Sistema SCADA para Telecontrol de Subestaciones Eléctricas en una Planta del Sector Industrial**. Trabajo de Grado de Maestría no publicado, Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias – Colombia (Consulta: 2019, octubre 10)
- Carreño, J. Morales, J. y Rivas, E. (2018). **Redundancia en Redes de Comunicación para la Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Eléctrica con IEC61850**. Trabajo de Grado de Maestría no publicado, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá – Colombia.
- Carrión, K. (2018). **Diseño de un Prototipo de Red LAN IEC61850 para su Implementación como medio Didáctico en Simulación del Control de una Subestación Eléctrica**. Trabajo de Grado de Maestría no publicado, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Quito - Ecuador, (Consulta: 2019, octubre 10)
- Moscoso, J. (2016). **Automatización Óptima de la Subestación Huarochiri mediante Sistema SCADA para mejorar la Calidad de Servicio**. Trabajo de Grado de Maestría no publicado, Universidad Nacional del Callao, Callao - Perú, (Consulta: 2019, octubre 10)
- Real, R. (2016). **Integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes en Smart Grid**. Universidad de Córdoba, España.