

1-1-2011

Aplicabilidad de la norma IEC 61850 en sistemas Scda en la red de transmisión eléctrica de Colombia

John Freddy Prieto Ordoñez

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Prieto Ordoñez, J. F. (2011). Aplicabilidad de la norma IEC 61850 en sistemas Scda en la red de transmisión eléctrica de Colombia. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/83

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.



**APLICABILIDAD DE LA NORMA IEC 61850 EN SISTEMAS SCADA EN LA RED
DE TRANSMISION ELECTRICA DE COLOMBIA**

JOHN FREDDY PRIETO ORDOÑEZ

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ
2011**



**APLICABILIDAD DE LA NORMA IEC 61850 EN SISTEMAS SCADA EN LA RED DE
TRANSMISION ELECTRICA DE COLOMBIA**

JOHN FREDDY PRIETO ORDOÑEZ

TRABAJO DE GRADO

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista

Director

Ing. José Carlos Romero Escobar

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ
2011**



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme vivir en este mundo, por darme la oportunidad de ver un nuevo día. Protegerme y regalarme sus dones.

A mis padres, hermanos, primos y mi tío principalmente por brindarme su apoyo incondicional, toda la colaboración y confianza que deposito en mí, por tener una base en que tenerme en los momentos difíciles y una mano que me levanta en los momentos que caigo, por ser mi ejemplo y la fuerza de superación que me motiva cada día para seguir adelante sin desfallecer. Y hacer de mí un hombre de bien.

A mi padre, que Dios lo tenga en su manto divino le dedico este trabajo; siempre tuviste fe en mí y antes de partir de este mundo tenías un sueño y era verme hecho un profesional, pues aquí parte de un logro y de una promesa que los dos hicimos sé que en donde estés estas muy contento.

Al ingeniero José Carlos Romero por compartir todos sus conocimientos y experiencias en subestaciones y protecciones eléctricas, además por enseñarme que antes de ser un gran ingeniero se debe ser una persona íntegra en todo el sentido de la palabra, por sus regaños donde aprendí que todas las cosas se logran con constancia y perseverancia por esto y muchas cosas más quería expresarle mis más sinceros agradecimientos, respeto y admiración de mi parte.

A mis amigos del colegio los cuales siempre han estado en los momentos alegres y tristes de mi vida y me han acompañado en todo este proceso que más que amigos ya hacen parte de mi familia y han contribuido para que esta meta propuesta se haga realidad.

A ti Leidy por darme tantas alegrías desde que llegaste a mi vida y enseñarme tantas cosas lindas a tu lado ahora solo espero que estés en todos mis logros así como ya estás en el primero.

A todas aquellas personas que han llegado a mi vida y han contribuido con sus experiencias alimentando con sus enseñanzas parte de mi vida.

Tan solo queda pensar que lo que se veía tan lejos ahora ya es realidad.

**Tabla de contenido**

INDICE DE FIGURAS.....	1
INDICE TABLAS.....	1
ABREVIATURAS.....	2
GLOSARIO.....	4
1. OBJETIVOS.....	6
Objetivo General.....	6
Objetivos específicos.....	6
RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	9
INTRODUCCION.....	10
1ª parte.....	11
CONCEPTOS GENERALES.....	11
1.0. REDES DE COMUNICACIONES.....	12
1.1. REQUERIMIENTOS DE LAS REDES DE COMUNICACIONES.....	12
1.2. DESARROLLO DE REDES DE COMUNICACION.....	13
1.3. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.....	13
1.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACION.....	15
1.4.1. Protocolo Modbus.....	16
1.4.2. Protocolo DNP 3.0.....	16
1.4.3. Protocolos IEC 60870 serie 5.....	17
1.5. DESCRIPCION DE LA NORMA IEC 61850.....	18
1.5.1. ¿Qué es la IEC 61850?.....	18
• Parte 1: Introducción y perspectiva.....	21
• Parte 2: Glosario.....	21
• Parte 3: Requerimientos generales.....	21
• Parte 4: Administración del proyecto del sistema.....	21
• Parte 5: Requerimientos de comunicaciones para funciones y modelos de dispositivos.....	22



• Parte 6: Configuración del lenguaje del sistema de automatización de las subestaciones	23
• Parte 7 Estructura básica de comunicaciones para equipos alimentadores de la subestación.	24
• Parte 8: Aplicación para el bus de estación	27
• Parte 9: Aplicación para el bus de proceso.....	28
• Parte 10 Pruebas de conformación	30
2 ^{da} parte.....	31
CONSIDERACIONES DE APLICABILIDAD DE LA NORMA Y SU USO EN SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO.....	31
2. ANTECEDENTES	32
2.1. NORMATIVIDAD COLOMBIANA EXISTENTE PARA NUEVOS PROYECTOS.....	33
2.2. Estructura del Código de Redes.	34
2.3. Requerimientos previstos en el código de conexión	35
2.3.1. Código de redes Numeral 7.1.....	36
2.3.2. Código de conexión	37
2.4. Requisitos conexión al sistema Nacional	37
2.5. Otros factores de aplicabilidad de la Norma.....	38
2.6. Reconocimiento de remuneración por cargos por uso.....	40
2.7. Unidades constructivas.	40
2.8. Aplicaciones iniciales de la Norma IEC 61850 en el sistema eléctrico Colombiano.....	41
3 ^a parte	42
APLICACIÓN DE LA NORMA EN UN CASO PRÁCTICO EN COLOMBIA	42
3. Antecedentes	43
3.1. Alcance del Proyecto.....	43
3.2. Configuración	43
3.3. Presentación del sistema de Control	46
3.4. Arquitectura del sistema	46
3.5. Comunicaciones	52
3.6. Resultados de la Aplicación de la Norma	52



4ª parte	53
POSIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA NORMA PARA RELES DE LABORATORIO INGENIERIA ELECTRICA UNIVERSIDAD LA SALLE.....	53
4. Introducción.....	54
4.1. Tipos de protecciones.....	54
4.2. Características de los equipos de protección.....	55
4.3. Comunicaciones	55
4.4. Implementación Red 61850	56
4.5. Conclusiones.....	56
5ª parte	57
ENCUESTA PARA DETERMINAR EL ESTADO ACTUAL DE UTILIZACION DE LA NORMA Y LAS PROYECCIONES SOBRE SU APLICACIÓN EN NUEVOS PROYECTOS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO.....	57
5. Consideraciones Iniciales.....	58
5.1. Puntos de la encuesta.....	60
5.2. Resultados	60
5.2.1. Uso de redes de comunicaciones.....	60
5.2.2. Protocolos de comunicaciones utilizados.....	61
5.2.3. Posibilidades de aplicación de la Norma IEC 61850.....	61
5.2.4. Experiencias obtenidas con la aplicación de la Norma	62
5.2.5. Uso de nuevos apartes de la Norma	63
5.2.6. Personal calificado.....	63
6ª METODOLOGIA PARA IMPLEMENTACION DE LA NORMA IEC 61850 EN SUBESTACIONES	65
6. Consideraciones Generales.....	66
6.1. Pasos a seguir para la implementación de la Norma	66
7. CONCLUSIONES	69
8. BIBLIOGRAFIA	71



INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Niveles de control de subestación.....	12
Figura 2 Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto.	27
Figura 3 Diagrama unifilar subestación Suria.....	43
Figura 4 Arquitectura subestación Suria 115/34.5/13.2 kV.....	45
Figura 5 Protocolos de comunicaciones utilizados.....	58
Figura 6 Aplicabilidad de la norma.....	59
Figura 7 Experiencia obtenida en la aplicación de la norma.....	60
Figura 8 existencia de personal capacitado.....	61

INDICE TABLAS

Tabla 1 Postulados que conforman la norma	18
Tabla 2 Arquitectura de cada uno de los niveles y componentes de la subestación Suria.....	49
Tabla 3 listado de empresas a las cuales se les aplico la encuesta.....	59



ABREVIATURAS

ACSI: Abstract communication service interface

ANSI: American National Standard Institute

CC: Código de conexión

CEC: Código eléctrico Colombiano

CND: Centro Nacional de Despacho

CRD: Centro Regional de despacho

CREG: Comisión de Regulación de energía y gas

DAS: Data Acquisition System

ECT: Electronic current transformer

EPRI: Electric Power Research Institute

EVT: Electronic Voltage transformer

GOMFSE: Generic object Models for Substation and Feeder Equipment.

GOOSE: Generic Object Oriented Substation Events.

GPS: Global positioning System.

GSSE: Generic object oriented Substation Events.

IEC: International Electrotechnical Commission.

IEDs: Intelligent Electronic Devices.

IHM: Interfaz Hombre- máquina

ISO: International Standard Organization



LAN: Local Area Network

NTC: Norma Técnica Colombiana

OSI: Open System Interconnect

PLC: Controladores Lógicos Programables

SAS: Sistema de Automatización de subestaciones.

SCADA: Supervisory Control and data acquisition

SDL: Sistema de distribución local

STN: Sistema de Transmisión nacional

STR: Sistema de transmisión regional

TC 57: Technical council 57.

TCP/IP: Transmission control protocol/internet protocol.

UC: Unidad Constructiva

UCA: The Utilities Communication Architecture.

UPME: Unidad de Planeación Minero energética



GLOSARIO

BUS: El bus representa básicamente una serie de cables mediante los cuales pueden cargarse datos en la memoria y desde allí transportarse a la CPU. De una forma sencilla es la autopista de los datos dentro del PC ya que comunica todos los componentes del ordenador con el microprocesador. El bus se controla y maneja desde la CPU.

ETHERNET: Es una red de banda base, o sea que provee un único canal de comunicación sobre el medio físico (cable), de forma que solo puede usarlo un dispositivo a la vez.

Es un tipo particular de cableado de red más un grupo de especificaciones de señalización que cubren las capas 1 (Física) y 2 (Enlace) del modelo OSI.

GATEWAY: Es un equipo diseñado para atender los requerimientos de integración y automatización en una subestación. Su software interno cumple las funciones de un concentrador de datos, un conversor de protocolo y un procesador de comunicaciones.

GOOSE: De las siglas de "GenericObjectOrientedSubstationEvent". Es básicamente un mecanismo utilizado en redes de comunicaciones para la rápida transmisión de eventos en subestaciones eléctricas, tales como comandos, alarmas o indicaciones, en forma de mensajes.

GPS: De las siglas de "Global PositioningSystem". El Reloj Controlado por Satélite GPS, brinda la hora precisa en cualquier lugar del planeta y es altamente confiable, pues utiliza un sistema que ya tiene muchos años de funcionamiento continuo, el sistema GPS. Este sistema mantiene en órbita a 24 satélites cada uno con 4 relojes atómicos a bordo y enviando información a la tierra en forma ininterrumpida para determinar una hora de referencia para todos los equipos de un sitio determinado.



PUESTA EN SERVICIO: Realización de actividades de alistamiento, configuración, programación, integración de equipos, verificación de señales, optimización del software, ejecución de las pruebas necesarias para la entrega a satisfacción de una instalación.

SAS: Sistema de Automatización de subestaciones. Permite recibir en el Centro de control de una empresa

SCADA: Abreviatura de las sigla “Supervisory Control and Data acquisition”. (Supervisión, control y adquisición de datos). Es una aplicación de software diseñada para funcionar sobre ordenadores (computadores) en el control de procesos, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (IED) y supervisando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. También suministra toda la información que se genera en el proceso a diferentes usuarios, tanto del mismo nivel como de otros niveles dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).



1. OBJETIVOS

Objetivo General

El objetivo general de la investigación es indagar acerca del estado actual de aplicación de la Norma IEC 61850 en el sistema de Transmisión de energía eléctrica colombiano, y evaluar la conveniencia de la aplicabilidad de dicha Norma en los nuevos proyectos de subestaciones eléctricas en el sistema de transmisión.

Objetivos específicos.

- Determinar cuáles han sido los protocolos de comunicación y las formas de supervisión de las subestaciones más utilizadas en el sistema de transmisión de energía eléctrica en Colombia, hasta el actual momento.
- Presentar un caso práctico de aplicación de la Norma IEC 61850 en un proyecto en el sistema eléctrico colombiano.
- Considerar las posibilidades de aplicabilidad y beneficios que ofrecen los nuevos capítulos de la Norma IEC 61850 en los proyectos de subestaciones de energía eléctrica a nivel de transmisión que se desarrollen en el país.
- Evaluar la posibilidad de realizar una aplicación práctica del empleo de la norma IEC 61850 utilizando los equipos existentes (TNA) en los laboratorios de la Universidad.



RESUMEN

La energía eléctrica es la base de nuestra sociedad. El suministro confiable y seguro de la energía eléctrica a través de la red de transmisión requiere el empleo de sistemas de control modernos y seguros, que puedan proveer un desempeño adecuado y una descripción comprensiva de la información a intercambiar entre las diferentes áreas de las empresas de electricidad.

En la última década, los sistemas de automatización para subestaciones han experimentado un gran crecimiento. En la época actual, las empresas de energía, y los usuarios de tipo industrial, comercial y hasta los usuarios de tipo residencial están empleando cada vez más equipos de tipo digital. Con el fin de manejar la gran cantidad de dispositivos 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 y propuesto como una Norma, la Norma IEC 61850, “Redes de comunicaciones en subestaciones”

El presente proyecto presenta un estudio sobre la aplicabilidad de la Norma IEC 61850 en sistemas SCADA en la Red de Transmisión eléctrica en Colombia para los nuevos proyectos considerados a mediano y corto plazo.

El alcance del proyecto se ha enfocado en cinco puntos principales:

1. Conceptos generales y descripción de la Norma IEC 61850
2. Consideraciones sobre la aplicabilidad de la Norma en el sistema eléctrico Colombiano y requisitos para conexiones de nuevos proyectos.
3. Presentar un caso práctico de aplicación de la Norma en un proyecto reciente
4. Analizar la factibilidad de implementar una red de comunicaciones utilizando la Norma IEC 61850 para los equipos de protección adquiridos por la Universidad y disponibles en los laboratorios de la facultad de Ingeniería eléctrica.
5. Presentar el estado actual de aplicación de la Norma IEC 61850 en el sistema eléctrico colombiano y las tendencias previstas a mediano y corto plazo sobre el uso de redes de comunicaciones en subestaciones. Con este fin se elaboró una



encuesta dirigida a las empresas del sector eléctrico para conocer cuáles han sido los principales protocolos de comunicación mayormente utilizados hasta el momento, las experiencias obtenidas con la aplicación de la Norma IEC 61850 y las tendencias previstas sobre el empleo de la Norma para los futuros proyectos contemplados en el sector eléctrico a corto y mediano plazo.

Palabras clave: SCADA, IEC 61850, Ethernet, SAS, GOOSE

**ABSTRACT**

Electric energy is the backbone of our society. Its reliable supply via complex networks requires seamless control that is only possible with the help of a standard providing a high-level and comprehensive description of the information exchanged.

Over the last decade, the systems automation for substations has grown at exponential rates. In the modern life, Utility, industrial, commercial, and even residential consumers are transforming all aspects of their lives into the digital domain. In order to manage the large number of devices and to enable the various devices to communicate with one another, a new communication model is needed. That model has been developed and standardized as IEC 61850 – Communication Networks and Systems in Substations

This report shows the study of the applicability of the IEC 61850 Standard in the electrical Colombian grid for the new projects at short and medium term.

The approach has been focused in five steps:

1. General concepts and description of the Standard IEC 61850.
2. Considerations about the applicability of the Standard in the Colombian electrical grid and the existing rules for connection of a new project to the electrical transmission system.
3. Application of the standard in a practical project in a utility.
4. Study the feasibility of implementation of a network using the IEC 61850 for protective equipments existing at the laboratories of electrical engineering faculty of Las Salle's University.
5. Show the actual state of application of the Standard IEC 61850 in the Colombian electrical system and the trends in future projects. In this order, a survey was conducted to know the principal communication protocols that use the utilities in their electrical systems, the experiences obtained with the application of the Standard and the trends in the use of the IEC 61850 Standard in new projects.

Keywords: SCADA, IEC 61850, Ethernet, SAS, GOOSE



INTRODUCCION

La electricidad en el mundo de hoy ha llegado a ser una fuente muy importante de energía para las necesidades humanas. Su uso está bastante extendido, y es vital para la vida social y económica de cualquier país. Con el fin de poder atender adecuadamente las necesidades de energía de los consumidores, la infraestructura eléctrica (plantas de generación, líneas de transmisión, sistemas de distribución, subestaciones) requiere el empleo de sistemas de monitoreo y protección en tiempo real. Para lograr este propósito, se desarrollaron los sistemas de supervisión, Control y adquisición de datos (SCADA por sus siglas en inglés), los cuales proveen los medios de controlar y supervisar los sistemas eléctricos. Adicionalmente, se adelantaron actividades en las redes de comunicaciones y los protocolos empleados en los sistemas SCADA, ya que el empleo de los mismos determinan la manera y la velocidad de la transmisión y el recibo de los datos disponibles en la red.

Como consecuencia de la gran expansión de la electrónica digital para los equipos de control y protección, los desarrollos en las redes de comunicaciones, y la cantidad de protocolos de comunicación disponibles en el mercado, situación esta que acarrea inconvenientes a la hora de tratar comunicar entre sí dispositivos de diferentes fabricantes, las Empresas de energía y las Industrias han estado buscando aplicar una Norma de comunicaciones y automatización de tipo global, que facilite y permita integrar en forma total los diferentes equipos y sistemas de automatización de las subestaciones [2].

Mediante la aplicación de la Norma IEC 61850, "Redes y sistemas de Comunicación en subestaciones", se pretende que las Empresas de Energía dispongan de medios de supervisión y herramientas que sean fácilmente utilizables, de amplia aplicación en sistemas de subestaciones eléctricas, y que no dependan de un solo fabricante, además de permitir el uso de un único protocolo de comunicaciones. [1] Esta Norma ha sido el resultado de un acuerdo entre los principales productores de equipos de control, protección y supervisión, y Empresas proveedoras de medios de comunicación para garantizar que cualquier equipo que emplee esta Norma sea instalado de forma rápida y ágil, además de permitir una fácil interacción con el Usuario final.



1^a parte

CONCEPTOS GENERALES



1.0. REDES DE COMUNICACIONES

Las redes o sistemas de comunicaciones han desempeñado un papel muy importante en la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos de potencia. En los comienzos de la operación de dichos sistemas, se utilizó el teléfono como medio de comunicación para indicar la carga en las líneas y equipos de una determinada subestación al centro de despacho, y también para dar instrucciones a los operadores de subestaciones sobre la realización de maniobras. Unidades de control remoto (RTU por sus siglas en inglés) operadas mediante sistemas telefónicos conmutados estuvieron disponibles en la década de los años 30, y podían proveer control y estados de posición de unos pocos puntos del sistema eléctrico de una empresa. Cuando los sistemas de comunicación digital llegaron a ser una opción viable en los años 60, se instalaron sistemas de adquisición de datos (DAS, por sus siglas en inglés) para recolectar automáticamente datos de medidas de las subestaciones. Dado que el ancho de banda disponible en ese momento era limitado, los protocolos de comunicaciones para los sistemas de adquisición de datos fueron optimizados para operar sobre canales de comunicación con un ancho de banda bajo. El “costo” de esta optimización era el tiempo que se requería para configurar, registrar, y documentar la localización de los bits de datos recibidos por el protocolo.

Con el desarrollo de la tecnología digital, literalmente, miles de datos de tipo análogo y digital están disponibles en un solo dispositivo del tipo IED, y el ancho de banda para comunicaciones ya no es un factor limitante como anteriormente. Con esta migración en tecnología, el principal componente de “costo” asociado al sistema de adquisición de datos ahora es el costo asociado a la configuración y la documentación del sistema. [5]

1.1. REQUERIMIENTOS DE LAS REDES DE COMUNICACIONES

Los principales requerimientos de las redes de comunicaciones modernas utilizadas para el control y monitoreo de sistemas de potencia se presentan a continuación:

- Habilidad para suministrar información desde una perspectiva de transmisión de datos y de servicios (funciones de comunicación que puede realizar un IED)
- Comunicación entre IEDs a alta velocidad
- Alta disponibilidad



- Tiempos de respuesta garantizados y confiables
- Operaciones basadas en Normas.
- Interoperabilidad con dispositivos de diferentes vendedores
- Soportabilidad para muestreo de datos de Corriente y tensión
- Soportabilidad para transferencia de datos
- Soporte para seguridad.

1.2. DESARROLLO DE REDES DE COMUNICACION

Considerando los anteriores requerimientos para las redes de comunicaciones, se hizo necesario comenzar a trabajar en una arquitectura de comunicaciones de “nueva generación”. Esta actividad se acometió básicamente desde dos frentes: Por una parte, las Empresas Norteamericanas con la coordinación del EPRI (Electric Power Research Institute) desarrollaron la arquitectura UCA (Utility Communications Architecture) en 1988, la cual definía entre otros los protocolos, los modelos de datos y servicios a ser utilizados. De otro lado, y paralelamente a esta situación, las empresas europeas adoptaron la arquitectura desarrollada por la IEC (International Electrotechnical Commission) en la Norma IEC 60870-5 para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas.

El resultado de estos trabajos fue un perfil de protocolos recomendados para las varias capas del modelo del sistema de comunicaciones denominado “Sistema abierto interconectado” OSI, (Open System Interconnect por sus siglas en inglés) de la Organización internacional de Normas (ISO).

Los conceptos y el trabajo fundamental desarrollados en el modelo UCA fueron la base para el trabajo realizado en el Grupo 10 del Comité Técnico Numero 57 de la IEC, el cual dio como resultado la Norma Internacional IEC 61850 –“Redes de Comunicaciones y sistemas en subestaciones”, la cual se trata más adelante.

1.3. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

El concepto de automatización de subestaciones se comenzó a tratar cuando las empresas que intervenían en el mercado de la electricidad se dieron cuenta que para manejar la gran cantidad de información disponible en tiempo real, realizar maniobras, y

garantizar una buena prestación del servicio a los usuarios debían disponer de herramientas que facilitaran la comunicación y la operación de las subestaciones, aprovechando las ventajas de la tecnología disponible en el momento, y no depender de lo que pudiera recopilar un operador que debía de estar presente en todo momento en la subestación.

El concepto de automatización de subestaciones define tres niveles de operación, los cuales se muestran en la figura 1, y los cuales determinan la forma como se puede intercambiar y transmitir la información disponible entre los diferentes equipos o usuarios que requieran de la misma para realizar sus funciones.

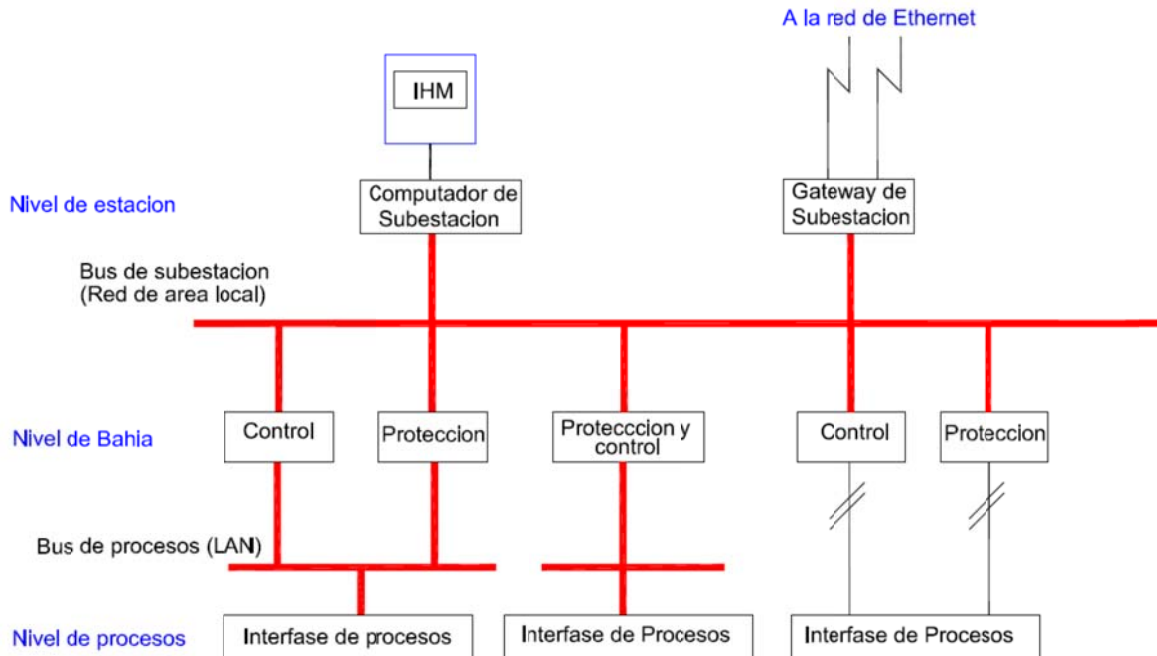


Figura 1 Niveles de control de subestacion

Fuente: "IEC 61850 Process connection. - A smart solution to connect the primary equipment to the substation automation system". Traducida por el autor

Con el fin de organizar de manera conveniente el tráfico e intercambio de la información, se adoptaron los denominados "protocolos de comunicaciones", los cuales tenían como función primordial garantizar que la información transmitida por un emisor en algún punto



de una red de comunicaciones llegara al receptor de forma ordenada y fuera entendible por el mismo. Se presenta a continuación un breve desarrollo de los protocolos de comunicaciones, indicando cuales son los de mayor uso.

1.4. PROTOCOLOS DE COMUNICACION

Un protocolo de comunicaciones es básicamente un conjunto de reglas que deben acatarse para tener una comunicación ordenada entre dos o más partes. La comunicación entre sistemas de procesamiento de datos de diferentes fabricantes ha sido a menudo particularmente difícil debido al hecho de que existen diferentes desarrollos para el procesamiento de datos y diferentes técnicas de comunicaciones de datos, lo que trae como consecuencia que se requiera el empleo de interfaces de comunicaciones muy complejas y bastante costosas. Para tratar de uniformizar el proceso de comunicaciones entre sistemas de procesamiento de datos, se adoptó el modelo de sistemas de comunicaciones de tipo abierto denominado Interconexión de sistemas abiertos (OSI por sus siglas en inglés), en el cual los procesos de comunicaciones se han dividido en siete capas básicas

- Capa física
- Capa de enlace de datos
- Capa de Red
- Capa de transporte
- Capa de sesión
- Capa de presentación
- Capa de aplicación

Cada una de estas capas define la forma como fluyen los datos desde uno de los extremos de una red de comunicaciones hasta el otro extremo y viceversa. Dos dispositivos pueden comunicarse únicamente si cada capa en el modelo del dispositivo del extremo de envío “coincide” con cada capa del modelo del dispositivo de recibo. El usuario puede en cualquier momento hacer selecciones en cualquiera de las capas.



La explicación de cada una de las siete capas y sus funciones, es bastante extensa y no está considerada dentro del alcance del presente proyecto. A continuación, se presentan algunos de los protocolos de comunicaciones más utilizados en el mundo.

1.4.1. Protocolo Modbus

Es uno de los protocolos más antiguos en el ambiente industrial, y fue diseñado por la firma Modicon, para ser utilizado en controladores lógicos programables (PLC). Es fácil de implementar, ampliamente aceptado, y ofrecido por la mayoría de fabricantes. Modbus define un protocolo posicionado en el nivel 7 del modelo OSI, el cual provee comunicaciones del tipo “principal/esclavo” entre dispositivos conectados en una red. Su funcionamiento se basa en un esquema de direccionamiento simple, lo cual limita su expansibilidad en una red distribuida de tipo SCADA. De hecho, el protocolo Modbus se basa en una red en la cual hay una estación “maestra” con múltiples dispositivos del tipo “esclavo”. Por lo tanto, tiene grandes ventajas en redes simples de tipo serial, en las que no se intercambia gran cantidad de información. La estación maestra lee cada uno de los registros de acuerdo con su dirección uno por uno, lo que consume una gran cantidad del ancho de banda disponible. Muchos usuarios y suministradores han modificado el protocolo a través de los años para crear Modbus Plus, Modbus RTU, y Modbus TCP/IP. Desafortunadamente no hay un comité internacionalmente aceptado que pueda tratar de lograr consistencia entre los diferentes suministradores. Sin embargo, este protocolo es el de mayor aceptación entre los dispositivos que requieren esta funcionalidad.

1.4.2. Protocolo DNP 3.0

El protocolo DNP 3.0 ó protocolo para redes distribuidas (de la sigla en inglés de Distributed Network Protocol), fue desarrollado por una división de Harris (la cual actualmente pertenece a GE Energy) en 1993. Se basa como casi todos los protocolos de gran aceptación en el modelo OSI, y es un protocolo público y de tipo abierto. Se ha diseñado para sistemas de tamaño pequeño y mediano, y puede manejar hasta 65000 direcciones sobre un enlace de comunicaciones. Actualmente está controlado por el grupo de usuarios de DNP, el cual provee la consistencia necesaria entre sus suministradores por medio de programas certificados. Este protocolo también está disponible ampliamente. DNP fue diseñado para optimizar la transmisión de información



de adquisición de datos y comandos de control desde un dispositivo a otro en una subestación. Los datos (por ejemplo entradas/salidas binarias, entradas/salidas análogas) se transmiten en forma de “arreglos” o “bloques” indexados desde 0 hasta N, lo que permite este protocolo sea muy rápido y eficiente tanto en redes de tipo serial como en redes Ethernet.

1.4.3. Protocolos IEC 60870 serie 5

La comisión Electrotécnica Internacional (IEC), en colaboración con la Organización Internacional de normas (ISO), ha estado muy activa en la creación de Normas para protocolos SCADA. El comité técnico 57 de la IEC (Control de Sistemas de Potencia y comunicaciones asociadas), en 1990 designó la serie 60870-5 para equipos de telecontrol y sistemas. Esta serie consta básicamente de cinco secciones:

- IEC 60870-5-1 Estructura de formatos de transmisión
- IEC60870-5-2 Servicios de transmisión de enlaces de datos
- IEC60870-5-3 Estructura general de aplicación de datos
- IEC60870-5-4 Definición y codificación de elementos de información
- IEC60870-5-5 Funciones básicas de aplicación

Usando estas secciones, la IEC ha creado las siguientes Normas:

- IEC 60870-5-101. Protocolos de Transmisión, Norma para tareas básicas de telecontrol
- IEC 60870-5-102. Norma para la transmisión de totales integrados en sistemas de potencia eléctricos. Esta Norma no es muy utilizada actualmente.
- IEC 60870-5-103. Protocolos de transmisión. Norma para la interface informativa de equipos de protección
- IEC 60870-5-104. Norma para el acceso a redes de comunicación para las Normas 101, utilizando perfiles Normalizados de transporte.

Adicionalmente, la Norma 104 es la única Norma definida para trabajar en redes Ethernet, mientras que las demás únicamente trabajan con redes seriales. Estas Normas están bien definidas y proveen varias formas de mecanismos de reporte. [6]



1.5. DESCRIPCION DE LA NORMA IEC 61850

La norma IEC 61850, “Redes de comunicaciones en subestaciones” es una norma internacional desarrollada para optimizar las redes de comunicaciones de subestaciones que está creando oportunidades para la revolución en los sistemas de potencia eléctrica de protección y control. La aplicación de esta Norma representa el siguiente paso en la integración de los dispositivos electrónicos inteligentes multifuncionales (IEDs), basados en el desarrollo de la implementación de distribuciones avanzadas de protección y aplicaciones de control.

Los IEDs se diseñan con la función primordial de proteger los equipos de las subestaciones y los sistemas de potencia eléctrica de los efectos de las diferentes condiciones anormales en el sistema. Como las condiciones de falla no son comunes en el sistema, para aprovechar las ventajas en la adquisición de datos y capacidad de procesamiento disponibles en estos dispositivos se incluyen múltiples funciones distintas a las de protección, como las de medición, registro de eventos, disturbios y algunas herramientas de análisis. Esto los hace dispositivos típicos del nivel de proceso de un sistema de subestación automatizada. Las funciones de control, el monitoreo de la calidad de potencia y los dispositivos de registro de disturbios pueden complementar la protección ofrecida por los IEDs, proporcionando cierta funcionalidad específica que no sería accesible solamente con los relés. Esto permite la optimización del sistema integrado de control y protección de la subestación automatizada, mientras al mismo tiempo, cumple con los requerimientos de seguridad y fiabilidad requeridos para este tipo de subestaciones.

Uno de los factores críticos a considerar en el diseño del sistema de automatización de una subestación es la selección del protocolo de comunicaciones. El protocolo debe proveer todos los requerimientos de servicio que permitan la implementación óptima de las funciones de la subestación. [3]

1.5.1. ¿Qué es la IEC 61850?

De acuerdo con los nombres de las diferentes partes de la IEC 61850, es una norma para redes de comunicación y sistemas de subestaciones. Fue desarrollada con el fin de



cumplir los requerimientos de todas las diferentes funciones y aplicaciones de las subestaciones como: protección, control, automatización, mediciones, monitoreo, grabación o recopilación de información.

Al mismo tiempo debería soportar diferentes tareas relacionadas con distintas funciones tales como: ingeniería, operaciones, pruebas, mantenimiento, análisis de eventos seguridad.

La norma IEC 61850 se ha desarrollado por 14 años, y es el resultado de una combinación de esfuerzos de numerosas industrias expertas de todo el mundo. Al principio el desarrollo de la Norma se enfocó como dos actividades separadas:

- a) El desarrollo de aplicaciones como lo son los “Modelos genéricos de objetos para subestaciones y equipos alimentadores” o GOMFSE (Generic object Models for Substation and Feeder Equipment por sus siglas en ingles) como parte del proyecto UCA (Utilities Communication Architecture).
- b) El proyecto IEC 61850, para realizar un protocolo de comunicación en el entorno de las subestaciones, del cual está encargado el comité técnico No. 57 de la IEC.

En 1997 los responsables de las actividades de cada grupo llegaron a la conclusión, dadas las similitudes entre las dos actividades, que sería beneficioso para la industria tener una sola norma para las comunicaciones de las subestaciones. Los miembros de la UCA trabajaron en tres grupos que eran: un grupo encargado de la definición de las funciones arquitectónicas y los requerimientos generales. Otro grupo trabajó con la asignación de las direcciones de las comunicaciones llamado “Bus de estación” (Station Bus) entre los niveles de proceso y unidad. El tercer grupo desarrolló las comunicaciones del denominado “Bus de proceso” (Process bus).

La norma IEC 61850 desarrolló unos requerimientos básicos para su aplicación, los cuales son:

- Ser tecnología independiente
- Ser flexible y expandible.



Con el cumplimiento de los anteriores requisitos, es posible estar al tanto de los cambios de tecnologías de computación, comunicaciones y sensores, permitiendo la independencia de cambios. La norma IEC 61850 consiste en unos postulados que cubren una amplia gama de asuntos que son más que protocolos de comunicaciones. Definen no solamente cómo comunicarse, sino también, qué comunicar. Provee un diseño abstracto del equipo de la subestación y funciones para el desarrollo de posibles herramientas. Cabe la anotación que la norma tratada no especifica implementaciones individuales, como tampoco arquitectura de comunicación y productos. [3]

En la tabla 1 se muestra cada uno de los 10 postulados que conforman la norma.

PARTE #	TITULO
1	Introducción y perspectiva.
2	Glosario.
3	Requerimientos generales.
4	Administración del proyecto del sistema.
5	Requerimientos de comunicaciones para funciones y modelos de dispositivos.
6	Configuración del lenguaje del sistema de automatización de las subestaciones.
7	Estructura básica de comunicaciones para equipos alimentadores de la subestación.
7.1	- Modelos y principios.
7.2	- Servicios de comunicación abstractos.(ASCI)
7.3	Clases de datos comunes.
7.4	Clases compatibles de nodos lógicos y datos
8	Aplicación para el bus de estación.
9	Aplicación para el bus de proceso.
9.1	- Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto
9.2	- Valores muestreados sobre ISO 8802-3
10	Pruebas de conformación

Tabla 1 postulados que conforman la norma

Fuente: Technical Overview and benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation.- Traducida por el Autor



A continuación se describen brevemente cada uno de los postulados de la Norma:

- **Parte 1: Introducción y perspectiva.**

Se trata de un informe técnico, el cual es aplicable a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). En él se define la comunicación entre los equipos IEDs, en la subestación, y los requisitos del sistema.

- **Parte 2: Glosario.**

En ella se describen los términos y abreviaciones utilizados en el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones, y que aparecerán en las distintas partes de la norma.

- **Parte 3: Requerimientos generales.**

Las especificaciones de esta parte recogen los requisitos generales de la red de comunicación, centrándose en los requisitos de calidad (Fiabilidad, mantenimiento, disponibilidad, y seguridad), condiciones ambientales y servicios esenciales, así como de recomendaciones sobre la importancia de exigencias específicas de otras normas y datos específicos.

- **Parte 4: Administración del proyecto del sistema.**

Esta parte de la norma se aplica a los sistemas de automatización de subestaciones. Define la comunicación entre las unidades IEDs de las subestaciones y los requisitos relacionados con el sistema.

Las especificaciones de esta parte pertenecen a la conformación del sistema y del proyecto con respecto a:

- El proceso de ingeniería (Clasificación de parámetros, herramientas, documentación).
- El ciclo de vida de todo el sistema y sus IEDs (Versiones del producto, discontinuación, soporte tras la discontinuación).



- La garantía de calidad que comienza con la etapa de desarrollo y termina con la interrupción y desmantelamiento del SAS y su IEDS (Responsabilidades, equipo de pruebas, pruebas tipo, pruebas de sistema, aceptación en fábrica, aceptación en campo).

En este apartado también se describen los requisitos del proceso y de la gestión del proyecto, así como las herramientas de apoyo para la ingeniería y pruebas.

- **Parte 5: Requerimientos de comunicaciones para funciones y modelos de dispositivos.**

Esta parte de la norma define los requisitos de comunicación para los modelos de las funciones y equipos de las subestaciones. Dependiendo de las filosofías de los fabricantes y clientes, así como de los cambios en las tecnologías, la asignación de funciones a los equipos y a los niveles de control normalmente no es fija. La norma IEC 61850 permite la asignación libre de funciones.

Las especificaciones de esta parte se refieren a los requisitos de comunicación de las funciones, que se realizan en el sistema de automatización de la subestación y en los modelos de los distintos dispositivos. Todas las funciones y sus requisitos de comunicación están identificadas.

La normalización de funciones y su implementación está completamente fuera del alcance de esta norma. Por lo tanto, no se puede asumir una única filosofía de asignación de funciones a los dispositivos. Para soportar los requisitos asociados a una libre asignación de funciones, se define una interrupción apropiada de funciones en distintas partes relevantes para la comunicación. El intercambio de datos y sus requisitos de funcionamiento también se describen en esta parte. Estas definiciones se complementan mediante cálculos de flujos de datos informativos para las configuraciones típicas de las subestaciones.

Los equipos IEDs de las subestaciones como son, por ejemplo los equipos de protección, también se pueden encontrar en otros tipos de instalaciones como son las centrales eléctricas. La utilización de esta parte IEC 61850 para tales dispositivos en estas plantas también facilita la integración del sistema. En cuanto a esta situación se refiere, ya se han



desarrollado partes específicas de la Norma para aplicaciones en sistemas de generación eólica.

Los conceptos más importantes que aparecen en este apartado son:

- Nodos lógicos.
- Enlaces de comunicación lógicas.
- Concepto de PICOM o “Pieza de información para comunicación”. El concepto de PICOM, (abreviatura de *Piece of Information for COMMunication por sus siglas en ingles*), introducido por el CIGRE WG34.03, describe la información intercambiada entre dos nodos lógicos, a través de una conexión lógica especificada y con una serie de atributos de comunicación
- Nodos lógicos y PICOMs asociados.

- **Parte 6: Configuración del lenguaje del sistema de automatización de las subestaciones**

Esta parte del IEC 61850 especifica el formato de archivo para describir la comunicación relacionada con las configuraciones de los dispositivos IED y sus parámetros, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura (funciones) de los equipos de potencia, así como las relaciones entre ellos. El objetivo principal de este apartado es el intercambio de las descripciones de los IED, y el intercambio de las descripciones del sistema de automatización de la subestación, entre las herramientas de ingeniería de distintos fabricantes de una forma compatible.

El lenguaje que se define en este apartado se llama SCL ó lenguaje de configuración de subestaciones (*Substation Configuration description Language por sus siglas en ingles*) Se utiliza para describir la configuración de los IEDs y el sistema de comunicación de acuerdo con IEC 61850-5 y IEC 61850-7-x. Esto supone una descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación (equipos de potencia). A nivel de aplicación, se describe la topología de los equipos de maniobra y la relación entre la estructura de la subestación con las funciones SAS (nodos lógicos) configuradas en los IEDs.



Este lenguaje de configuración se basa en los lenguajes de marcas extensibles ó lenguajes XML versión 1.0. (eXtensible Markup Language por sus siglas en inglés)

En la norma no se especifican las puestas en marcha de los productos que usan este lenguaje y tampoco obliga a la implantación de los interfaces dentro del sistema informático. Esta parte de la norma no se hace cargo de los formatos de descarga de datos de configuración a una unidad IED, sin embargo se puede utilizar como parte de los datos de configuración.

Los conceptos más importantes de este apartado de la norma son:

- Planteamiento del proceso de ingeniería.
 - Definición del formato de intercambio de ficheros de parámetros del sistema y de configuración, basado en XML:
 - Descripción del unifilar del sistema primario.
 - Descripción de la conexión de comunicaciones.
 - Capacidad de los equipos.
 - Asignación del nodo lógico del IED al sistema primario.
- **Parte 7 Estructura básica de comunicaciones para equipos alimentadores de la subestación.**

Parte 7.1: Modelos y principios.

La parte 7.1 de la norma introduce los métodos de modelado, los principios de comunicación, y los modelos de la información que se utilizarán en las partes IEC 61850-7-x. El principal objetivo es proporcionar, desde un punto de vista conceptual, la ayuda para entender los conceptos de modelado básicos y métodos de descripción para:

- Los modelos de Información específicos, para los sistemas de automatización de subestaciones.
- Las funciones de los dispositivos usadas, para los objetivos de automatización de subestaciones.
- Los sistemas de comunicación, para proporcionar interoperabilidad dentro de las subestaciones.



Además la parte IEC 61850-7-1 proporciona, de forma detallada, las explicaciones y requisitos necesarios, con relación a las partes IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2 e IEC 61850-5. También intenta explicar cómo los servicios abstractos y los modelos de IEC 61850-7-x se mapean en protocolos de comunicación concretos, como se define en la parte IEC 61850-8-1.

Los conceptos y modelos proporcionados en esta parte también, se pueden aplicar para describir modelos de información y funciones para:

- Intercambio de información desde una subestación a otra subestación.
- Intercambio de información desde una subestación al centro de control.
- Intercambio de información para la automatización distribuida.
- Intercambio de información para las medidas fiscales.
- Intercambio de información entre los sistemas de ingeniería para configuración de dispositivos.

Parte 7.2: Servicios de comunicación abstractos (ACSI)

Este documento forma parte de un conjunto de especificaciones que detalla una arquitectura de comunicación de las subestaciones.

En este apartado los principales conceptos que aparecen en la norma IEC 61850 son:

- Descripción del interfaz ACSI, “Servicios de comunicación abstractos” (Abstract Communication Service Interface por sus siglas en inglés).
- Especificación de los servicios de comunicación abstractos.
- Modelo de la estructura de base de datos del equipo.

IEC 61850-7-2 se aplica a la comunicación ACSI tanto en los alimentadores como en las subestaciones. El modelo ACSI proporciona los siguientes interfaces abstractos:

- a) El interfaz abstracto, que se encarga de la descripción de las comunicaciones entre un cliente y un servidor remoto para:
 - Acceso de datos en tiempo real y su recuperación.



- El control de los dispositivos.
 - Dispositivos auto-descriptivos.
 - La transferencia de archivos.
- b) Interfaz abstracto para la distribución de acontecimientos por todo el sistema entre la aplicación en un dispositivo y varias aplicaciones remotas dentro de distintos dispositivos. Este interfaz abstracto se usa para la transmisión de valores medidos.

Parte 7.3: Clases de datos comunes

En esta parte se especifican los tipos de atributos y clases de datos comunes relacionadas con las aplicaciones dentro de las subestación. En particular especifica:

- Clases de datos comunes para la información de estado.
- Clases de datos comunes para la información de medidas.
- Clases de datos comunes para la información de estado controlable.
- Clases de datos comunes para los ajustes de estados.
- Clases de datos comunes para ajustes analógicos.
- Tipos de atributo utilizados en estas clases de datos comunes.

Esta norma internacional es aplicable a la descripción de los modelos de dispositivos y funciones, para los equipos de la subestación y los equipos de alimentación

Parte 7.4: Clases compatibles de nodos lógicos y datos.

Esta parte especifica el modelado de equipos y funciones, relacionados con las aplicaciones existentes dentro de las subestaciones. En particular, especifica los nombres de los nodos lógicos y los nombres de los datos, para la comunicación entre IEDs. Esto incluye la relación entre Nodos Lógicos y Datos.

Los nombres de los nodos lógicos y de los datos, definidos en este documento son parte del modelo introducido en el apartado IEC 61850-7-1 y definidos en el IEC 61850-7-2. Estos nombres se utilizan para construir la jerarquía de los objetos Norma IEC61850 35



aplicables a las comunicaciones entre los equipos IEDs en la subestación y los equipos de alimentación.

Para evitar extensiones privadas e incompatibles, en este apartado la norma específica reglas sobre el nombramiento de los nodos lógicos y clases de datos, para los casos múltiples y las extensiones privadas.

- **Parte 8: Aplicación para el bus de estación**

Este documento forma parte de un conjunto de especificaciones que detallan la arquitectura de comunicaciones en el entorno de las subestaciones.

El mapeo, que propone esta norma, permite el intercambio de información, sobre redes de área local ISO/IEC 8802-3, Por lo tanto las comunicaciones no quedan restringidas a redes LAN.

Lo que se trata en este apartado es especificar un método para intercambiar datos de tiempo crítico y de tiempo no crítico, a través de redes de área local, mapeo ACSI a MMS y a los marcos ISO/IEC 8802-3.

Los servicios y el protocolo MMS se especifican para operar sobre los perfiles de comunicación ISO y TCP. El empleo de este protocolo MMS permite tener provisiones para soportar tanto arquitecturas centralizadas como distribuidas. Esta norma incluye el intercambio de: datos en tiempo real, operaciones de control, y la notificación de informes.

Esta parte también especifica el mapeo de los objetos y los servicios ACSI (*Abstract Communication Service Interface* por sus siglas en Inglés, IEC 61850-7-2) a formato MMS “Especificación de fabricación de mensajes” (*Manufacturing Message Specification*, ISO 9506 por sus siglas en ingles) y a los formatos ISO/IEC 8802-3.

La semántica de protocolo se define en la parte IEC 61850-7-2. Mientras que la parte 8 de la norma contiene la sintaxis del protocolo, la definición, mapeo de la Norma IEC61850 37 los formatos ISO/IEC 8802-3, y cualquier procedimiento relevante para el empleo de la norma ISO/IEC 8802-3.



Este mapeo de ACSI a MMS incluye la definición de como los conceptos, objetos, y los servicios del ACSI deben ser implementados, utilizando conceptos, objetos, y servicios propios de MMS. Este mapeo permite la interoperabilidad a través de funciones implementadas por diferentes fabricantes.

Además, la norma describe equipos reales de subestaciones con respecto a sus datos y comportamiento externo, que utilicen un objeto de acercamiento orientado. Los objetos son abstractos en su naturaleza y pueden ser usados a una amplia variedad de aplicaciones. El empleo de este mapeado va mucho más allá de las aplicaciones propias de los sistemas de comunicaciones de subestación.

Con este apartado, se trata de proporcionar mapeos de acuerdo con los servicios y objetos especificados en las partes IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, y IEC 61850-7-4.

- **Parte 9: Aplicación para el bus de proceso.**

- 9.1 Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto

El apartado IEC 61850-9-1 especifica el mapeado de servicios, para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo tiempo que especifica el mapeado en un puerto serie unidireccional punto a punto de acuerdo con la norma IEC 60044-8. Concretamente esta parte de la norma define el mapeado para la transmisión de valores muestreados, de acuerdo con la definición dada en IEC 61850-7-2. Todo esto se aplica a las comunicaciones entre las unidades de medida de los transformadores de tipo “electrónico”, ya sean de tensión (EVT), o de corriente (ECT), y los equipos de bahía como son los relés de protección. En la siguiente figura se muestra un esquema de este interfaz

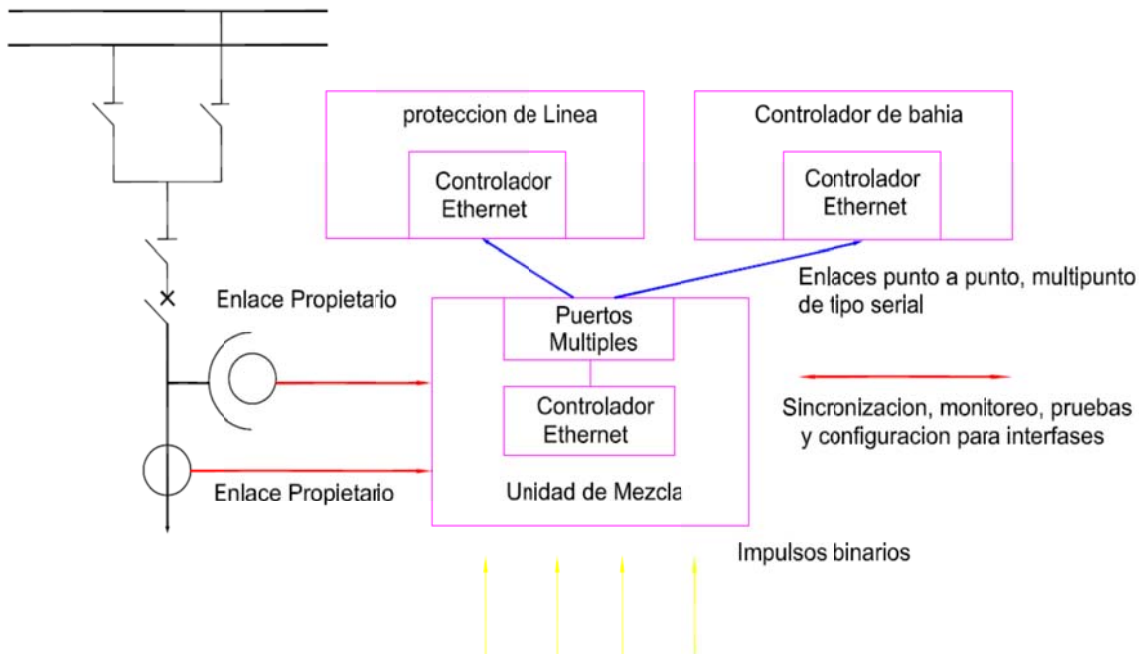


Figura 2 Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto

Fuente: Introduction to IEC 61850 substation Communication standard" 2004. Traducida por el autor

Parte 9.2: Valores muestreados sobre ISO 8802-3.

En este apartado se recoge la definición del concepto SCSM, *the Specific Communication Service Mapping*, para la transmisión de valores muestreados según la especificación IEC 61850-7-2. La intención de este documento es complementar la norma IEC 61850-9-1, para incluir un mapeado completo de los valores de transmisión.

Esta parte de la norma se aplica a:

- Transformadores de corriente y tensión de tipo electrónico (ECT, EVT).
- Unidades de medida de energía en fronteras comerciales.
- Dispositivos "inteligentes" (IEDs), como por ejemplo unidades de protección.

Las estructuras del bus de proceso se pueden organizar de diversas formas, como se describe en el apartado IEC 61850-1. Adicionalmente, para la transmisión de valores



muestreados, los cuales están directamente conectados con ISO/IEC 8802-3, es necesario una selección de servicios IEC 61850-8-1, para soportar el acceso a los bloques de control. Para los equipos menos complejos (como por ejemplo, unidades de medida en frontera comercial) el bloque de control puede ser pre-configurado, en este caso no es necesario implementar los servicios de IEC 61850-8-1 basados en MMS.

Esta parte de la Norma no especifica puestas en práctica, ni tampoco obliga a la implantación de las entidades e interfaces dentro del ordenador del sistema. Esta norma especifica la funcionalidad externamente visible, de puestas en práctica junto con los requisitos de la conformidad para tales funcionalidades.

Cada SCSM consiste en tres partes:

- La especificación de la comunicación utilizada.
- El mapeo de las especificaciones IEC 61850-7 sobre los elementos reales, que se están utilizando.
- La implantación de las especificaciones de funcionalidad, que no estén cubiertas por el stack usado.

- **Parte 10 Pruebas de conformación**

Este apartado de la Norma, pertenece al conjunto de especificaciones que detallan las arquitecturas de comunicación. En este documento se define:

- Los métodos para las pruebas de conformidad de los dispositivos utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones.
- Los datos que deben ser medidos dentro de los equipos, de acuerdo con los requisitos definidos en IEC 61850-5.

Con este apartado se pretende especificar las técnicas normalizadas, para las pruebas de conformidad de la implantación, así como técnicas específicas de medidas, para aplicar cuando se declaren parámetros de funcionamiento. El uso de estas técnicas mejorará la capacidad del integrador de sistema para integrar IEDs fácilmente, las operaciones correctas de los equipos IED, y el soporte de las aplicaciones requeridas. [4]



2^{da} parte

CONSIDERACIONES DE APLICABILIDAD DE LA NORMA Y SU USO EN SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



Para explicar de una mejor forma la aplicabilidad de la Norma IEC 61850 en sistemas SCADA en la red de transmisión eléctrica en Colombia, a continuación se presenta el desarrollo de los sistemas de supervisión de subestaciones en el país, la Normatividad regulatoria para nuevos proyectos y las disposiciones existentes.

2. ANTECEDENTES

En el sector eléctrico Colombiano se comenzó a estudiar la tecnología de los sistemas de control digital para subestaciones eléctricas de Alta tensión por parte de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) a fines de los años ochenta. Al mismo tiempo, y con el fin de optimizar el intercambio de información y la operación de los sistemas de potencia propios, varias de las principales empresas del sector eléctrico comenzaron a desarrollar proyectos tendientes a la automatización de las subestaciones del sistema de transmisión. Como resultado de los estudios realizados por ISA, y con el apoyo de las principales empresas del sector eléctrico se creó un grupo denominado “Grupo de Sistemas de Control Digital”, (GSCD) el cual se dedicó inicialmente a evaluar la futura implantación de las tecnologías de control digital en las subestaciones de ISA, principalmente desde el punto de vista de gestión tecnológica y posibilidades de participación de la Ingeniería Colombiana en este tipo de proyectos.

Como resultado de las experiencias adquiridas en el campo de Automatización de subestaciones de alta tensión y con el fin de aprovechar los nuevos desarrollos tecnológicos en los campos de comunicaciones, dispositivos de protección y control del tipo “inteligente” (IED), considerando las nuevas necesidades de intercambio y adquisición de información por parte de las diferentes empresas relacionadas con el suministro, transmisión y distribución de la energía eléctrica, y teniendo en cuenta la gran variedad de protocolos de comunicación utilizados, los cuales eran de tipo “propietario”, y por lo tanto no permitían comunicar entre sí equipos de diferentes fabricantes, a comienzos del presente siglo se comenzó a considerar la aplicación de nuevas tecnologías que permitieran salvar los anteriores obstáculos, teniendo como referencia los resultados obtenidos en otros países. Luego de evaluar el desarrollo y aplicación de la Norma IEC 61850 en diferentes proyectos en países de Europa y Norteamérica, se consideró la aplicación de esta Norma en proyectos en el sistema eléctrico de Colombia.



2.1. NORMATIVIDAD COLOMBIANA EXISTENTE PARA NUEVOS PROYECTOS.

A continuación se presenta la forma como se encuentran organizados el manejo y la normatividad regulatoria para la inclusión de nuevos proyectos en el sistema de transmisión Nacional.

Los aspectos regulatorios para el manejo del sistema interconectado Nacional y para la inclusión de nuevos proyectos o subestaciones, se encuentran definidos por las disposiciones emitidas por la Comisión de Regulación de energía y gas (CREG), la cual es la entidad delegada para estos menesteres por el Ministerio de Minas y Energía. Adicionalmente, esta entidad determina los requisitos mínimos que deben cumplir los sistemas de control a ser implementados en los nuevos proyectos del sistema de transmisión en Colombia, así como los incentivos reconocidos por la implementación de los mismos, y hace las recomendaciones y sugerencias que se proponen como necesarias.

Entre las disposiciones que regulan la entrada de un proyecto al sistema de transmisión Nacional, se pueden citar las siguientes:

- a) **Resolución CREG 025/95**, Conocida como Código de Redes, y que es aplicable a proyectos a conectar al sistema nacional de transmisión (niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV) [11]

Los Objetivos de esta resolución son básicamente los siguientes:

- Especificar las normas que serán usadas por la UPME y los Transportadores en el planeamiento y desarrollo del STN.
- Definir los procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME y los transportadores para realizar el planeamiento y desarrollo de las redes que forman parte del STN.
- Promover la interacción entre los usuarios del STN, la UPME y los transportadores, así mismo canalizar cualquier propuesta de desarrollo en el sistema que pueda tener un impacto en el funcionamiento del STN



- b) **Resolución CREG 070 del 28 de mayo de 1998**, por la cual se estableció el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional. [13]

Los Objetivos de esta resolución son básicamente los siguientes:

- Definición de criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica
- Establecimiento de procedimientos para la planeación, operación y expansión de los sistemas de transmisión regional (STR's) y los sistemas de distribución local (SDL's)
- Definición de normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema.

Esta resolución hace parte integral del reglamento de operación y complementa el código de redes, en lo pertinente a la actividad de transmisión regional y/o distribución local.

2.2. Estructura del Código de Redes.

De forma general, el Código de Redes consta básicamente de cuatro (4) partes principales, las cuales determinan los requisitos y funciones que deben cumplir los nuevos proyectos que se piensen incorporar al sistema de transmisión Nacional (STN). Estas partes son:

- **Código de planeamiento** de la expansión del STN, en el que se encuentra definida la Normatividad y la especificación de los criterios, normas y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME, para la elaboración del plan de expansión de referencia, y por los transportadores, en la ejecución del planeamiento y el desarrollo del STN.
- **Código de conexión**, (CC), en el que se encuentran definidas la Normatividad y los requisitos técnicos mínimos necesarios a considerar para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión al STN.

Este código define la Normatividad Técnica que debe seguirse en las nuevas



Subestaciones, incluyendo los sistemas de control, protección y el envío o recibo de información y datos desde los centros de recolección de información remota.

- **Código de operación (CO)**, el cual contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más conveniente y económica para el país
- **Código de medida.** La función del código de medida se encuentra definida en la normatividad como la del establecimiento de las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el mercado mayorista. En el código se especifican las características técnicas que deben cumplir los equipos de medición, de telecomunicaciones y de respaldo asociados, así como los procedimientos de instalación, pruebas, certificación, operación y mantenimiento.

Dado que el aspecto principal de este proyecto es el de tratar de determinar la aplicabilidad de la Norma IEC 61850 en sistemas SCADA en la red de transmisión eléctrica en Colombia, a continuación se presentan las disposiciones reglamentarias al respecto, que se encuentran vigentes actualmente, y contenidas en la resolución 025 de 1995 de la CREG.

2.3. Requerimientos previstos en el código de conexión

En el Código de Conexión se indican los requisitos técnicos generales (Numeral 7 de la Resolución) que deben cumplir todos los equipos de los Usuarios en las distintas partes y en los diferentes casos de conexión al STN que se pueden presentar.

El Código establece que “el usuario debe presentar para aprobación del transportador los diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos, incluyendo características técnicas requeridas para los equipos de protección, control y supervisión que correspondan a las exigencias del CC, de igual forma los esquemas de protección y



criterios para sus ajustes, equipos de medida para efectos comerciales/tarifarios, tablero frontera para supervisión y equipo registrador de fallas”.

2.3.1. Código de redes Numeral 7.1

En este numeral se indica que “...los acoplamientos de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el Sitio de Conexión STN/Usuario deben cumplir con las normas IEC, ANSI y NTC aplicables, en el momento de su diseño así como el cumplimiento de las normas IEC, ANSI y NTC aplicables en el momento del diseño de los equipos de protecciones, control análogo, digital y de telecomunicaciones; y los mismos deben ser diseñados, fabricados, y probados por los fabricantes o entidades que cumplan con los requisitos de calidad, según normas ISO 9000”.

Al analizar las normas mencionadas en este apartado, y buscando su relación con los requisitos que deben cumplir los equipos y sistemas a implementar en nuevos proyectos, se encuentran los siguientes aspectos principales:

- La Norma NTC 2050, o Código Eléctrico Colombiano (CEC), no define ninguna especificación para los sistemas de control. Esta Norma fue entregada al país por el ICONTEC como resultado del análisis de un grupo de profesionales que participaron en el Comité Técnico 383000, y como una herramienta para el sector eléctrico nacional en general, estableciendo los requisitos que deben ser solicitados y aplicados en el sector.
- Las normas ANSI (American National Standards Institute) coordinan el desarrollo y uso voluntario de modelos en los Estados Unidos y representan las necesidades de grupos de usuarios del mercado, pero sin relacionar los sistemas estudiados.
- Las Normas IEC se convierten en una referencia casi “obligada” para su aplicación por parte de las empresas o entidades interesada en desarrollar nuevos proyectos en el sector eléctrico colombiano.

Para los aspectos que se deben cumplir en relación con los sistemas de supervisión y control de un nuevo proyecto, los mismos están indicados en el Anexo 6 del Código de conexión, en el cual se describen los principios generales y las características técnicas de



los equipos, de supervisión y control que se conectan al Centro Nacional de Despacho (CND) o a los Centros Regionales de Despacho (CRD) y los mecanismos para el intercambio de información de supervisión y control entre el CND y los CRD y demás agentes.

2.3.2. Código de conexión

Igualmente, dentro del Anexo 6 del Código de Conexión se establece que “la supervisión directa de los sistemas SCADA, tanto del CND como de los CRD se podrá realizar por medio de Unidades Terminales Remotas (RTUs) o por Sistemas de Control Digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales”.

2.4. Requisitos conexión al sistema Nacional

Dado que el sistema de transmisión actual en su gran mayoría pertenece a Interconexión eléctrica S.A (ISA), se ha encontrado que entre las Normas que solicita esta empresa cumplir, como transportadores de energía de la red de transmisión, a las empresas o nuevos usuarios, para los sistemas de supervisión y control de nuevos proyectos que consideren conexión al sistema de Transmisión son básicamente las siguientes (información obtenida de pliegos de condiciones para el suministro de sistemas de automatización para subestaciones, y para nuevos proyectos):

- a) IEC 60255: "Relés eléctricos"
- b) IEC 60297: "Dimensiones de estructuras mecánicas de serie 482.6 mm (19 pulgadas).
- c) IEC 60793: "Fibra óptica".
- d) IEC 60794: "Cables de fibra óptica".
- e) IEC 60874: " Conectores para fibra óptica y cables de fibra óptica".
- f) IEC 60870: "Equipamientos de telecontrol y sistemas".
 - IEC 60870-5-101: "Equipamiento de telecontrol y sistemas - Parte 5: transmisión de protocolos - Sección 101: Estándar de acompañamiento para las tareas básicas de telecontrol"
 - IEC 60870-5-103: "Equipamiento de telecontrol y sistemas - Parte 5-103:



Protocolos de transmisión – Estándar de acompañamiento para la interface de información de equipos de protección”

- g) IEC 61850: “Redes de comunicación y sistemas de subestaciones”.
- h) IEC 60688: “Transductores de medida eléctrica para convertir cantidades eléctricas de corriente alterna a señales análogas o digitales”.
- i) Publicación ITU-T: "Recomendaciones serie V: Comunicación de datos a través de la red telefónica”
- j) IEC 61000: “compatibilidad electromagnética (EMC)”
- k) IEC 61131: “Autómatas programables”

Como se puede ver de lo mencionado anteriormente, ya se han dado pasos en la dirección de aplicar la Norma IEC 61850 para la automatización de subestaciones de potencia en el sistema de transmisión en Colombia. A continuación se presentan otros factores que se deben considerar al analizar la aplicabilidad de esta Norma en los sistemas SCADA, y posteriormente se hace una relación de los proyectos en los que se ha utilizado en el sistema de transmisión Colombiano.

2.5. Otros factores de aplicabilidad de la Norma

Adicional al cumplimiento de la Normatividad existente para la conexión de nuevos proyectos al sistema de transmisión, también es necesario analizar una serie de factores que pueden tener influencia a la hora de seleccionar el sistema de supervisión y control considerado como el más conveniente para mejorar un sistema existente, o de introducir un nuevo proyecto en el sistema de potencia. Entre estos factores se pueden mencionar los siguientes:

- **Aspectos regulatorios del mercado**, que hacen que las Empresas deban manejar una gran cantidad de información que antes no estaba disponible, de forma rápida e inmediata.
- **Vida útil del proyecto**. En general, los proyectos se dimensionan con un horizonte de vida útil de unos cuarenta años para los equipos principales, y con una vida media de



15-20 años para los equipos de control y protección, lo que implica que deba considerarse por lo menos un recambio de estos equipos durante la vida del proyecto.

- **Consideraciones económicas y técnicas del proyecto.** Generalmente, los factores económicos desempeñan un papel importante a la hora de justificar un determinado sistema de automatización. Disponer de una mayor información sobre el sistema de potencia, le permite a una Empresa ser más eficiente y competitiva en un mercado libre. En este ambiente, el manejo de la información de forma ágil y rápida le permitirá a la Empresa ser más eficiente.

Dentro de los factores económicos a ser considerados, se encuentran incluidos los denominados reconocimientos por uso de activos del sistema Nacional, los cuales están contemplados dentro de la Normatividad legal Colombiana. Dada la importancia de este factor, el mismo se describe con más detalle en el siguiente apartado.

- **Reducción de costos.** Asociados a este aspecto se encuentran incluidos los siguientes:
 - **Costos operacionales.** Si se dispone de la información adecuada, se podrán disminuir los costos asociados con reducción de personal, localización de fallas y reparación de las mismas, con tiempo de interrupciones de servicios menores, lo que redundará en la calidad del servicio.
 - **Costos de mantenimiento.**
 - ✓ Reducción de los costos de mantenimiento de los equipos primarios
 - ✓ Reducción de costos en mantenimiento y operación de control y equipos de protección
 - ✓ Reducción de los costos de instalación de la subestación.
 - ✓ Reducción de cableado y espacio para funciones de control y protección
 - ✓ Reducción de equipos dedicados para funciones de protección, aprovechando la característica multifuncional de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED)



2.6. Reconocimiento de remuneración por cargos por uso

En la actualidad, toda inversión que realice una Empresa dentro del sistema interconectado, una vez se haya reportado dentro de los plazos establecidos para ello y se encuentre aprobada por parte de los Organismos encargados de esta labor, genera lo que se conoce como “Reconocimiento por cargos por uso”. Este aspecto está regulado por disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual ha emitido la Resolución 097 de 2008, mediante la cual “se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión regional y Distribución Local”.

El mayor interés de las Empresas del sector eléctrico radica en el reconocimiento que presenta la regulación para la adopción de nuevos sistemas de control, y en especial el incentivo que podría establecer para la utilización de nuevas tecnologías basadas en la norma IEC 61850.

2.7. Unidades constructivas.

El reconocimiento de remuneración por cargos por uso para un proyecto dado, está determinado en la Normatividad regulatoria por lo que se conoce como “Unidad Constructiva” (UC), la cual se ha definido como “el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos a una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, ó a la supervisión ó al control de activos de los STR o SDL”.

Actualmente la implementación de un sistema de control solo es reconocida en subestaciones con niveles de tensión 3 y 4. Para los niveles de tensión 1 y 2 los justificativos de implementación son los beneficios en la operación, el mejoramiento de la disponibilidad y facilidades en el mantenimiento de los sistemas.

Como comentario adicional, se tiene el hecho de que el valor reconocido no se calcula a partir del sistema de automatización como tal, sino del suministro de cada tablero y las funciones implementadas ya sean de control, medida o protección, independientemente del número de equipos necesarios para cada una de ellas, lo cual representa una ventaja a la hora de utilizar IEDs numéricos bajo la norma IEC 61850, y que incluyen varias



funciones de forma segura en un mismo dispositivo reduciendo los costos de implementación, operación, y mantenimiento.

2.8. Aplicaciones iniciales de la Norma IEC 61850 en el sistema eléctrico Colombiano

En los proyectos realizados recientemente en el sistema de transmisión de país se ha implementado el uso y aplicación de la norma IEC 61850 para sistemas y redes de comunicaciones en las subestaciones. Entre los proyectos adelantados en el sistema de transmisión se pueden citar:

- Proyecto UPME 01 - 500 kV Subestaciones Bacatá, Primavera.- año de puesta en servicio 2006
- Proyecto UPME 02 - 500 kV subestaciones Bolívar, Copey Ocaña.- Año de puesta en servicio 2007
- Proyecto interconexión Colombia – Ecuador 230 kV.- subestaciones Betania, Altamira, Mocoa y Jamondino. Año de puesta en servicio 2007

Adicional a los anteriores proyectos, varias empresas del sector de distribución han realizado proyectos que aplican la Norma IEC 61850 para optimizar las redes de comunicaciones en las subestaciones.



3^a parte

**APLICACIÓN DE LA NORMA EN
UN CASO PRÁCTICO EN
COLOMBIA**



Continuando con el desarrollo de los objetivos específicos del proyecto, a continuación se presenta un caso práctico de aplicación de la Norma IEC 61850 para las redes de comunicación dentro de una subestación, en un proyecto en el sistema eléctrico colombiano.

3. Antecedentes

La electrificadora del Meta (EMSA) siempre ha estado interesada en la aplicación de nuevas tecnologías para los sistemas de automatización de subestaciones, que reduzcan los costos totales de los proyectos, y que al mismo tiempo permitan reducir los tiempos necesarios de ingeniería y puesta en servicio. En las subestaciones de su sistema, EMSA utilizaba protocolos de tipo abierto para las redes de comunicaciones. Con la implementación del proyecto del Centro de supervisión y maniobras (CSM), empezó a considerar la aplicación de la Norma IEC 61850 para sus nuevos proyectos, teniendo en cuenta las facilidades de intercambiabilidad y de interoperabilidad incluidas dentro de la Norma. A partir de la publicación de la Norma en 2004, EMSA contempló la posibilidad de aplicarla dentro de sus proyectos de subtransmisión a 115 kV. Finalmente, con la puesta en marcha del proyecto de la subestación SURIA 115 kV, esta intención se pudo materializar.

3.1. Alcance del Proyecto.

La subestación Suria se construyó para atender las necesidades de demanda de Ecopetrol y de la zona de los municipios de Puerto López.

3.2. Configuración

La subestación tiene tres niveles de tensión: 115 kV, 34.5 kV y 13.2 kV y presenta la siguiente configuración:

- Barra sencilla en 115 kV, con tres campos de línea, (Puerto López, Ocoa y Ecopetrol), y un campo de transformador 115/34.5/13.2 kV, 25 MVA
- Barra sencilla en 34.5 kV, con un campo de entrada del transformador 115/34.5 kV y dos circuitos de salida (San Carlos y Pachaquiario)



- Barra sencilla en 13.2 kV, con una celda de entrada, cuatro circuitos de salida y una celda de servicios auxiliares

El diagrama unifilar de la subestación se muestra en la figura 3

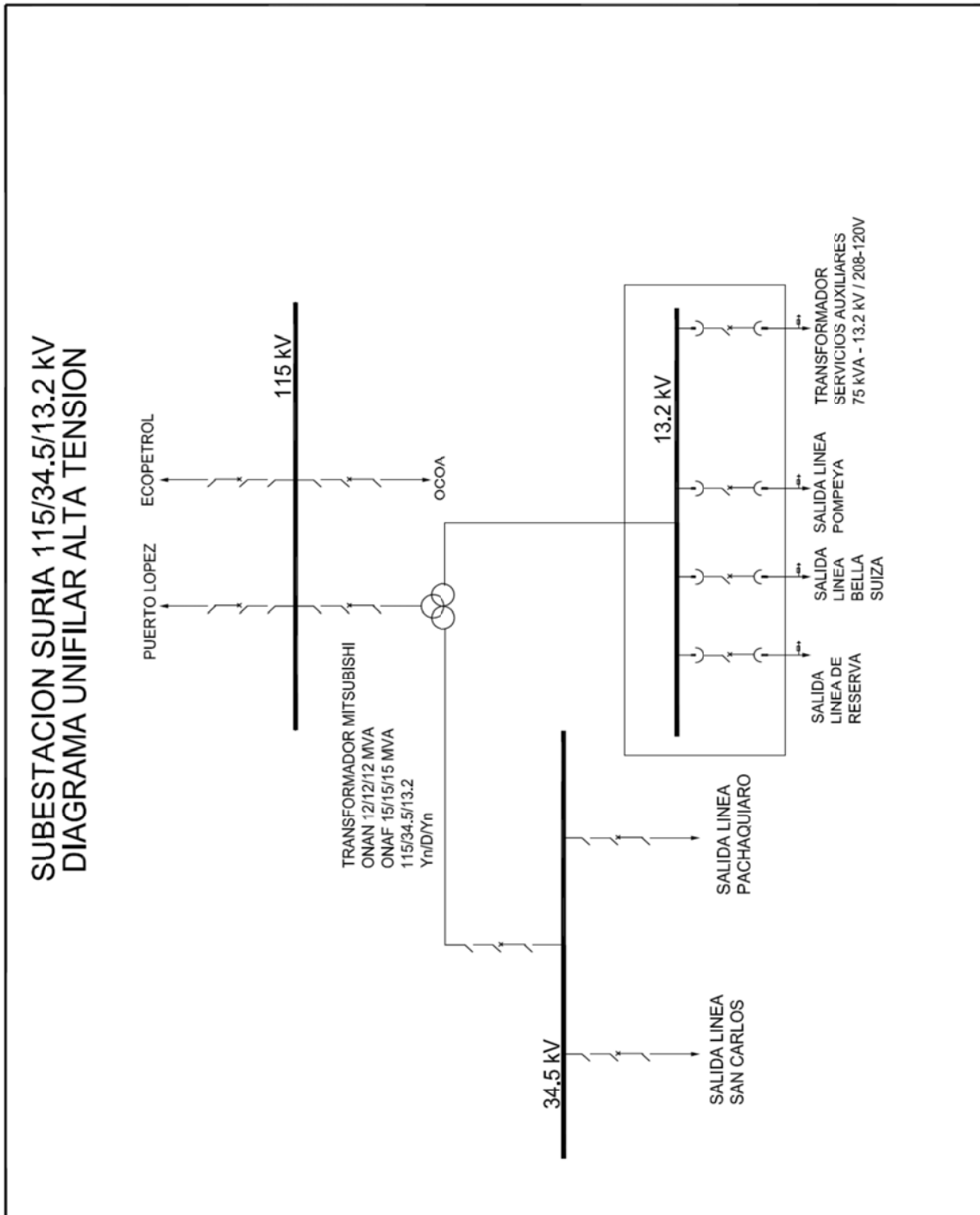


Figura 3 Diagrama unifilar de la subestación Suria

Fuente: Electrificadora de Meta S.A E.S.P Modificada por Autor



3.3. Presentación del sistema de Control

El sistema adoptado para la subestación cumple con lo establecido por EMSA en las especificaciones del sistema de control en los documentos relacionados. En lo solicitado por EMSA se tenían como requisitos los siguientes aspectos:

- Prescindir de los sistemas de control tradicionales (selectores de control, diagrama mímico, anunciadores de alarma)
- Utilizar equipos de protección de tipo multifuncional.
- Las redes de comunicación dentro de la subestación deben utilizar la Norma IEC 61850.

Considerando los aspectos anteriores, se consideró la aplicación de un sistema distribuido, en el cual el control de cada bahía de la subestación se realiza mediante equipos específicos del tipo “IED” encargados del control y la adquisición de datos y denominados como “controladores de bahía”. Adicionalmente, para cumplir con lo requerido por EMSA, se seleccionó un sistema de control adecuado para subestaciones de distribución de energía eléctrica, el cual incluye mandos, medición, alarmas, indicación, adquisición y almacenamiento de datos.

Dado que no era un requisito específico contemplado en los pliegos de especificaciones, la aplicación implementada en este caso no considera la utilización de mensajes GOOSE entre equipos, por lo que no se aprovecha totalmente la capacidad del sistema y se requiere de mayor cantidad de alambrados. En caso de requerirse su implementación en un futuro cercano, los IED utilizados permiten desarrollarla en cualquier instante.

3.4. Arquitectura del sistema

El sistema integrado de control, protección y automatización aplicado para la subestación está conformado por un conjunto de equipos, los cuales fueron seleccionados de acuerdo con los requerimientos específicos de EMSA para las funciones de control, medida y protección de la subestación.

La arquitectura considerada se muestra en la figura 4

Arquitectura subestación Suria 115/34.5/13.2 kV

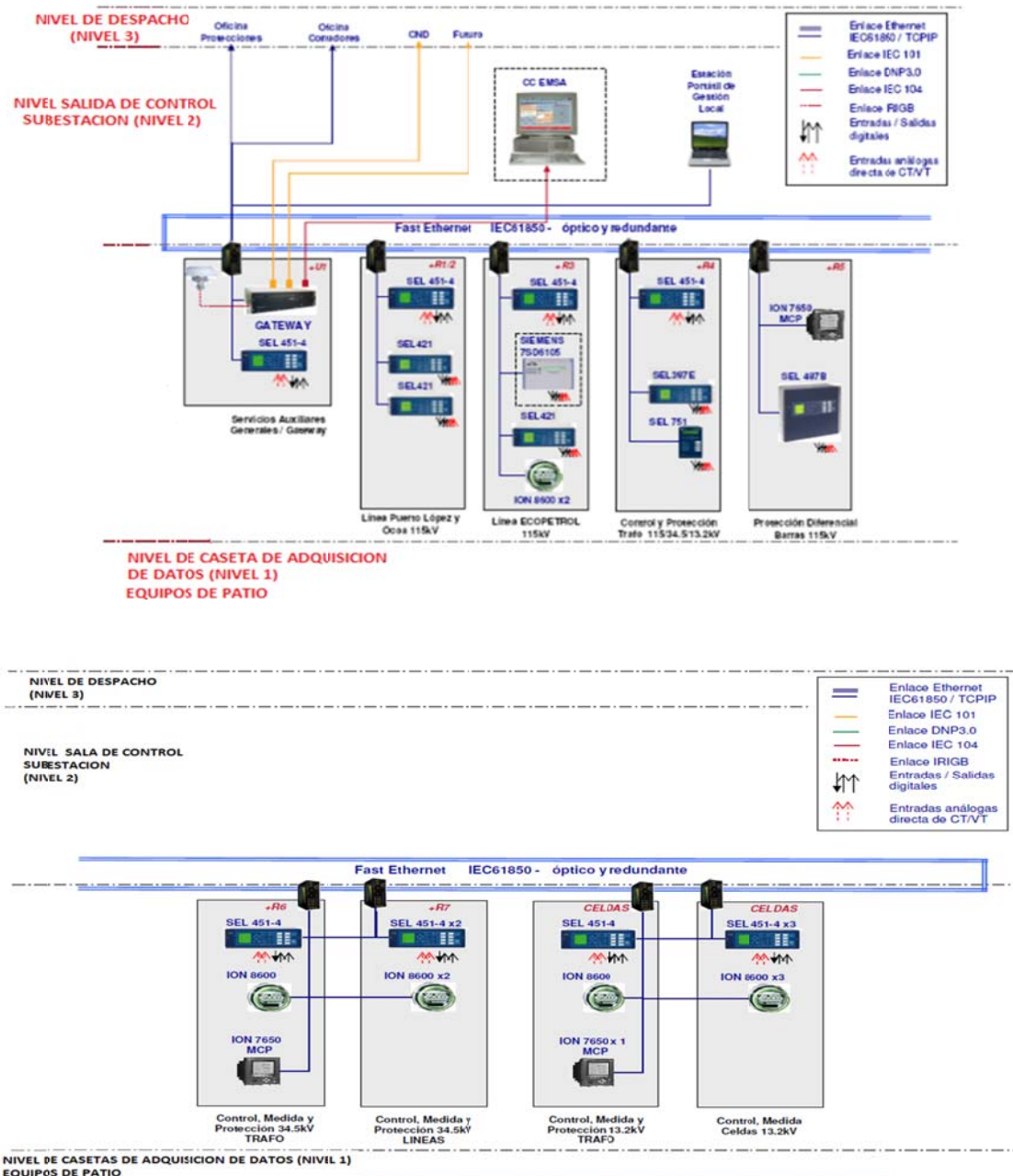


Figura 4 Arquitectura subestación Suria 115/34.5/13.2 kV

Fuente: Electrificadora de Meta S.A E.S.P



EQUIPOS DE NIVEL 0

Los equipos que conforman este nivel son los siguientes:

- Seccionadores e interruptores 115 kV.
- Seccionadores e interruptores 34.5 kV
- Celdas de media tensión 13.2 kV
- Servicios auxiliares de la subestación.

Los dispositivos electromecánicos como bobinas de apertura o cierre, selectores de mando, indicadores de posición no se encuentran están incluidos dentro de la Arquitectura General debido a que existen dentro de los planos eléctricos y diagramas unifilares de la subestación y de los servicios auxiliares, y su relevancia viene implícita con la señal que entregan o reciben, la cual es obtenida mediante cableado convencional ó mediante comunicaciones con el dispositivo respectivo y llegan al controlador de la bahía que presenta la señal de información. Sin embargo todos estos dispositivos se ven reflejados en los diagramas representativos que componen la aplicación de supervisión y control de la subestación de acuerdo a las normas establecidas para el efecto.

EQUIPOS DE NIVEL 1

Nivel de Control: En este nivel se realizan las funciones de adquisición de datos del proceso, procesamiento de los mismos, tratamiento de alarmas, etc. Dentro de los equipos del nivel 1 se encuentran los IEDs, tales como los equipos de protección y controladores de bahía para las líneas Puerto López, Ocoa, Ecopetrol, el transformador T1, los equipos de 34,5kV y las celdas de 13.2 kV de acuerdo con la arquitectura de control y supervisión.

Controladores

Como unidades de control de bahía se utilizaron equipos SEL 451-4. (Schweitzer engineering Laboratories). Estos Controladores cuentan con una pantalla de tipo gráfico



para la supervisión de eventos, alarmas, medidas y comandos locales hacia interruptores y seccionadores.

RELES Los equipos de protección tienen puertos de comunicación, y de acuerdo al protocolo que estos poseen para suministrar los datos pueden ser integrados al sistema de supervisión y control. Para la integración de las protecciones se utilizó protocolo IEC 61850. La información específica de la cantidad de datos disponibles puede ser encontrada en el manual de cada Relé. Se utilizan los equipos de protección marca SEL y un equipo de protección diferencial de línea modelo 7SD610 de SIEMENS.

Los equipos de control y protección se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

- **Líneas Ocoa y Puerto López 115 kV:**
 - ✓ Dos relés de distancia SEL 421
 - ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451
- **Línea Ecopetrol 115 kV**
 - ✓ Un relé de distancia SEL 421
 - ✓ Un relé diferencial de línea SIEMENS 7SD610
 - ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451
- **Transformador 115/34.5 kV**
 - ✓ Un Relé SEL-387E para la protección diferencial de transformador.
 - ✓ Un Relé SEL-751A, para la protección de sobrecorriente lado 115kV
 - ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451 para el lado 115 kV
 - ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451 con funciones de protección incluidas para el lado 34.5 Kv



- **Barras 115 KV**

- ✓ Un relé SEL-487B para la protección diferencial de barras 115kV

- **Campos de 34.5 kV**

- ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451 con funciones de protección incluidas para cada campo

- **Celdas 13.2 kV**

- ✓ Una unidad de control de bahía SEL 451 con funciones de protección incluidas para cada circuito de 13.2 kV

Medidores de energía Para el registro de la energía de los campos con frontera comercial se utilizan medidores ION de Schneider, distribuidos de la siguiente manera: uno para la línea Puerto López 115kV, y dos para cada el campo de línea Ecopetrol 115 kV, los cuales están conectados a la red LAN por medio del Suiche de comunicaciones del campo asociado para poder realizar la gestión de medida. El software de gestión se comunica con el Medidor bajo el protocolo de comunicaciones ION.

El software de gestión para los medidores de energía y calidad de potencia es existente en la plataforma de EMSA.

Suiches de red LAN Estos equipos garantizan la conformación del anillo de fibra óptica redundante entre los tableros de control y protección, además de ordenar el tráfico de datos en la red de comunicaciones. Se incluyen dos Suiches por bahía para los campos de 115kV, para realizar conexiones al controlador de Bahía y al relé de protección del respectivo campo. Para los campos de 34.5 kV y las celdas de 13.2 kV se utiliza un suiche pos cada campo. En el caso de la protección SEL 751A la cual no tiene doble puerto de comunicación se suministra otra tarjeta de comunicación Ethernet.

Gateway El Gateway o puerta de enlace es un dispositivo que permite interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes entre varios niveles de comunicaciones. El



propósito del empleo de este equipo es traducir la información del protocolo utilizado en la red de nivel 1 de la subestación al protocolo usado en la red del Centro de Supervisión y Maniobras (CSM) de EMSA. El equipo utilizado es el modelo SMP 16 CP de la firma CYBECTEC el cual recolecta la información de los controladores y relés de protección mediante el protocolo IEC 61850 y envía esta información bajo el protocolo IEC 60870-5-104 al equipo CSM. Además realiza la sincronización de los equipos de control y protección por medio de la señal IRIG-B no modulada transmitida por los puertos seriales del Gateway.

En la tabla 2 se muestra como está conformada la arquitectura de las redes de comunicaciones de la subestación con cada uno de sus niveles y componentes:

Nivel	Descripción	Comentarios
Nivel 3	Centro Nacional de Despacho - CND	Centro Nacional de despacho en Medellín
	Comunicación e interfaz Nivel 3 – Nivel 2	Protocolo IEC 60870-5-101
Nivel 2	Centro Supervisión y maniobras - CSM	Computador de supervisión y control. IHM en Centro de supervisión.
	Comunicación e interfaz Nivel 2 – Nivel 1	Protocolo IEC 60870-5-101
Nivel 1	Controladores de bahía	Lógica operativa básica. Pantalla de los controladores de bahía. Respaldo en IEDs
	Comunicación e interfaz Nivel 1 – Nivel 0	Cableado convencional
Nivel 0	IEDs y cajas de mando de equipos de maniobra	Equipos de alta y media tensión y servicios auxiliares

Tabla 2 Arquitectura de los niveles y componentes de la subestación Suria



3.5. Comunicaciones

Los equipos se comunican entre sí por medio de una red local (LAN) la cual tiene una topología en anillo a 10/100 Mb, utilizando el protocolo IEC 61850. La red es básicamente un anillo redundante el cual está formado a partir de una red primaria y una red secundaria. En condiciones normales de operación, la información se transmite a través de la red primaria. En caso de cualquier anomalía de la red primaria, los suiches disponen de una función denominada de “auto cicatrización” para utilizar la red secundaria y evitar la pérdida de comunicación en la red.

La conexión entre todos los equipos de la red se lleva a cabo utilizando fibra óptica de tipo multimodo con conectores ST. Ya que esta red está constituida por equipos modulares, no impide cualquier extensión futura de equipos suplementarios.

Todas las unidades SEL conectadas en la arquitectura de control y protección se comunican por medio del protocolo IEC 61850, empleando el perfil MMS para la transferencia de datos entre los equipos de nivel 1 (SEL) y el Gateway de comunicaciones CYBECTEC,

3.6. Resultados de la Aplicación de la Norma

Como resultado de la aplicación de la Norma IEC para la automatización de la subestación, se pudieron determinar las menores cantidades de obra civil requerida en cárcamos y tuberías para conducciones eléctricas y el ahorro en cables para interconexión de equipos, así como el disponer de información sobre eventos ocurridos en la subestación en tiempo real. De igual manera, la comunicación entre la subestación y el Centro de Supervisión y maniobras ha estado operando de forma satisfactoria, y el empleo de equipos multifunción de forma modular permite ampliar las bahías de la subestación en el instante que se requiera, sin restricciones de marcas o de fabricantes de equipos, debiéndose cumplir solamente que sean aptos para trabajar con la Norma IEC 61850.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta los resultados obtenidos con esta primera aplicación práctica de la Norma IEC 61850, EMSA ha dispuesto que para todos los proyectos de subestaciones de su sistema, tanto de automatización de subestaciones, así como nuevos proyectos se utilice la Norma IEC 61850.



4^a parte

POSIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA NORMA PARA RELES DE LABORATORIO INGENIERIA ELECTRICA UNIVERSIDAD LA SALLE



4. Introducción.

Dentro de la etapa de aprobación del proyecto, se sugirió de parte de profesores asociados a la facultad estudiar la posibilidad de aplicar la Norma IEC 61850 para desarrollar una red de comunicaciones con los relés de protección adquiridos por la Universidad, y los cuales se encuentran en los laboratorios de la facultad.

Con el fin de determinar la factibilidad de realizar la implementación de la red de comunicaciones sugerida, la actividad se dividió en tres partes principales a saber:

- Visitas al laboratorio con el fin de conocer los tipos de relés adquiridos por la Universidad, determinación de las clases de los mismos y recopilación de información técnica disponible.
- Estudio de la información, para determinar las características técnicas aplicables a cada relé de protección, y consultas con el fabricante para determinar características adicionales.
- Con base en los requisitos básicos de aplicación de la Norma IEC 61850 y los resultados de la verificación de la información disponible de los relés establecer si se podía realizar la red de comunicaciones propuesta, o determinar la no factibilidad de la misma.

4.1. Tipos de protecciones.

Durante la visita a los laboratorios de la facultad se encontraron los siguientes tipos de relés de protección:

- Protección diferencial de transformador tipo XD1-T
- Protección de potencia inversa, tipo XP2 -R-1
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido, tipo XI1 - I
- Protección direccional falla a tierra tipo XR11 -E-R
- Protección sobrevoltaje y bajo voltaje tipo XU2 - AC



Para cada uno de estos tipos de relés de protección se consiguió el respectivo manual suministrado por el fabricante.

4.2. Características de los equipos de protección

Los equipos de protección adquiridos por la Universidad son del fabricante SEG, empresa que fue adquirida por el grupo WOODWARD, que ha incursionado en varios campos, entre ellos el de equipos de control y protección para sistemas eléctricos. Dentro del rango de equipos ofrecidos por este grupo se encuentran varias familias de dispositivos de protección dependiendo de los requisitos del sistema de potencia a proteger, del nivel de tensión, y de las preferencias del cliente final.

Los equipos de protección que posee la Universidad pertenecen a una clase denominada por el fabricante “Línea profesional” (Professional Line), la cual consta de dispositivos de protección de tipo compacto, para montaje en riel, y de bajo costo, para aplicaciones en redes de media tensión, y con formas de comunicación elementales.

4.3. Comunicaciones

Los equipos de protecciones adquiridos para el laboratorio de la facultad son equipos que dependiendo de la opción suministrada por el Fabricante pueden manejar un protocolo de comunicaciones de tipo “básico”, denominado Protocolo Abierto RS485 (RS485 Open Data Protocol), el cual es un protocolo de comunicaciones de tipo sencillo, y que no requiere de grandes capacidades de firmware o de capacidad de memoria para poder operar. Por consiguiente, mediante el uso de una unidad adaptadora (denominada XRS1) la cual se adosa a los relés se puede implementar una red local (LAN) y tener un sistema de supervisión de tipo SCADA de tipo elemental, con el cual se puede tener un bajo control sobre los equipos de un sistema de potencia. Ya que la capacidad de procesamiento de datos de estos equipos es muy pequeña, no están en capacidad de manejar grandes paquetes de información.

Con el fin de integrar los relés en una red de comunicaciones, adicionalmente personal del laboratorio adquirió un convertidor de puertos, el cual permite conectar hasta ocho (8) dispositivos seriales con puertos de tipo RS 232/422/485 a una red Ethernet. Aunque el uso de este convertidor de puertos permite una mayor flexibilidad para redes de



comunicaciones, los relés de protección no traen puertos para conexión a redes Ethernet de alta velocidad.

4.4. Implementación Red 61850

Para determinar la factibilidad de implementar una red de comunicaciones utilizando la norma IEC 61850 para los equipos de protección disponibles en el laboratorio de la Facultad, se realizó la correspondiente consulta al fabricante sobre la capacidad de procesamiento y su velocidad de comunicación, y adicionalmente se verificaron las características técnicas de los equipos considerados para determinar la viabilidad de la aplicación propuesta. Según indicaciones suministradas por el fabricante, y de acuerdo con el tipo de relés de protección existente se pudo determinar que estos equipos de protección no disponen de los puertos de comunicación requeridos para una aplicación de comunicaciones de alta velocidad, ni poseen la capacidad de procesamiento de información necesaria para este tipo de aplicación.

4.5. Conclusiones

Después de verificar las características técnicas de los relés de protección adquiridos por la Universidad, analizar la capacidad de procesamiento de información y evaluar los puertos de comunicación disponibles en los mismos, se pudo determinar que no es factible implementar una Red de comunicaciones bajo la Norma IEC 61850 utilizando los relés de protecciones disponibles en el laboratorio de la Facultad de la Universidad.



5^a parte

ENCUESTA PARA DETERMINAR EL ESTADO ACTUAL DE UTILIZACION DE LA NORMA Y LAS PROYECCIONES SOBRE SU APLICACIÓN EN NUEVOS PROYECTOS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



5. Consideraciones Iniciales.

Teniendo en cuenta el estado del arte en lo relacionado con los sistemas de protección, automatización y control de subestaciones eléctricas, y el potencial de aplicación de la Norma IEC 61850 en el sistema eléctrico colombiano, se plantearon las siguientes inquietudes:

- Tratar de determinar el estado actual de aplicación de redes de comunicaciones en sistemas eléctricos (subestaciones)
- Conocer cuales protocolos son los más utilizados hasta el momento por las Empresas de energía en sus redes de comunicaciones
- Precisar las tendencias consideradas por las Empresas de energía en los nuevos proyectos contemplados a mediano y corto plazo
- Analizar las posibilidades de aplicación para la Norma IEC 61850 “Redes y sistemas de comunicación en subestaciones” en el sistema eléctrico Colombiano.
- Conocer acerca de las experiencias obtenidas con la aplicación de la Norma para aquellas empresas que ya la hayan aplicado en sus sistemas.

Teniendo en cuenta los anteriores interrogantes, se preparó una encuesta dirigida a las principales empresas del sector eléctrico del país en las áreas de transmisión y distribución de energía, en la que se propusieron una serie de preguntas encaminadas a tratar de poder determinar el estado actual del sistema eléctrico en cuanto a redes de comunicaciones y protocolos de comunicaciones empleados y cuáles son las proyecciones sobre las Normas aplicables en sistemas de automatización de subestaciones y redes de comunicaciones para los nuevos proyectos eléctricos contemplados a corto y mediano plazo..

Inicialmente se consideró determinar la posibilidad de aplicación de la Norma en el sistema de transmisión colombiano, aplicando la encuesta a las Empresas con participación en el mismo. Dado que el sistema de transmisión (mayor de 220 kV) cuenta con un reducido número de empresas, y con el fin de tener una mayor cantidad de



información de empresas del sector eléctrico para responder la encuesta, se decidió incluir dentro de la misma, a empresas con nivel 4 (mayores de 110 kV).

Para determinar las Empresas a las que se podría dirigir la encuesta proyectada, se tomó como fuente de partida la base de datos disponible en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). De los listados de Empresas incluidas en dicha base, se seleccionaron las Empresas más conocidas en el sector eléctrico de Colombia, y se contactaron para el envío de la encuesta vía correo electrónico, ó mediante visita a las instalaciones de las mismas.

En la tabla 3 se incluye un listado de empresas a las cuales se les aplico la encuesta:

LISTADO DE EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO A LAS CUALES SE LES APLICO LA ENCUESTA SOBRE LA NORMA IEC 61850	
#	EMPRESA
1	Electricaribe
2	Empresa de energía de Bogotá (EEB)
3	Empresas Públicas de Medellín (EPM)
4	Electrificadora de Santander S.A
5	Electrificadora del Meta S.A E.S.P (EMSA)
6	Empresa de Energía del Quindío S.A E.S.P
7	Empresa de Energía de Perereira S.A E.S.P
8	Codensa S.A E.S.P
9	Distribuidora de Energía del Pacifico
10	Interconexión Eléctrica S.A E.S.P (ISA)
11	Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P (EBSA)
12	Electrificadora del Tolima S.A E.S.P (ELECTROLIMA)
13	Transelca
14	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P
15	Electrohuila S.A E.S.P

Tabla 3 listado de empresas a las cuales se les aplico la encuesta



5.1. Puntos de la encuesta.

Para la realización de la encuesta, se consideraron fundamentalmente los siguientes aspectos:

- Determinar la eventual utilización de redes de comunicación en las subestaciones en los sistemas existentes dentro de las empresas.
- Precisar cuáles son los protocolos de comunicación principalmente utilizados actualmente en las redes de comunicaciones de las Empresas
- Conocimiento de la Norma IEC 61850 dentro de las Empresas.
- Posibilidades de aplicación de la Norma en los casos de empresas en las cuales no se ha aplicado todavía.
- Utilización de los nuevos adelantos tecnológicos para aplicación de la Norma (Uso de los llamados “valores de muestreo” (sampled values))
- Consideraciones sobre existencia de personal capacitado en aplicación de la Norma en las diferentes empresas

5.2. Resultados

Con fundamento en la información obtenida de las Empresas que diligenciaron la encuesta, se elaboraron unas gráficas que muestran las diferentes tendencias en cuanto a las posibilidades de aplicación de la Norma por parte de las empresas y las ideas que predominan dentro del personal encargado del manejo de la información técnica en dichas empresas.

A continuación se muestran los principales aspectos de la encuesta, así como los resultados de la misma.

5.2.1. Uso de redes de comunicaciones.

En general, todas las empresas consultadas al respecto indicaron que utilizan algún tipo de redes de comunicaciones en sus sistemas para la adquisición de la información y el

monitoreo de subestaciones, situación esta que muestra que el manejo e intercambio de la información es considerado un punto muy importante para las empresas de energía.

5.2.2. Protocolos de comunicaciones utilizados.

En la figura 5 se presentan los resultados obtenidos de la encuesta acerca de los protocolos de comunicaciones que utilizan las Empresas de servicio eléctrico. En general, se puede ver de la gráfica que los protocolos más utilizados por las empresas de energía corresponden a los protocolos Modbus, DNP 3.0, IEC 103 – 104. Se puede observar que se muestra un porcentaje de un 16% correspondiente a las empresas que ya han comenzado a utilizar la Norma IEC 61850.



Figura 5 Protocolos de comunicaciones utilizados

5.2.3. Posibilidades de aplicación de la Norma IEC 61850.

En la figura 6 se muestran los resultados de la encuesta sobre la posible aplicación de la Norma a corto o mediano plazo. Se puede apreciar que hay un porcentaje importante de empresas que consideran la utilización de la Norma para sus proyectos futuros.

Los resultados presentados no pretenden imponer el empleo de la Norma para la automatización de subestaciones, sino mostrar la forma cómo ha evolucionado el uso de esta Norma dentro del sector eléctrico en Colombia.

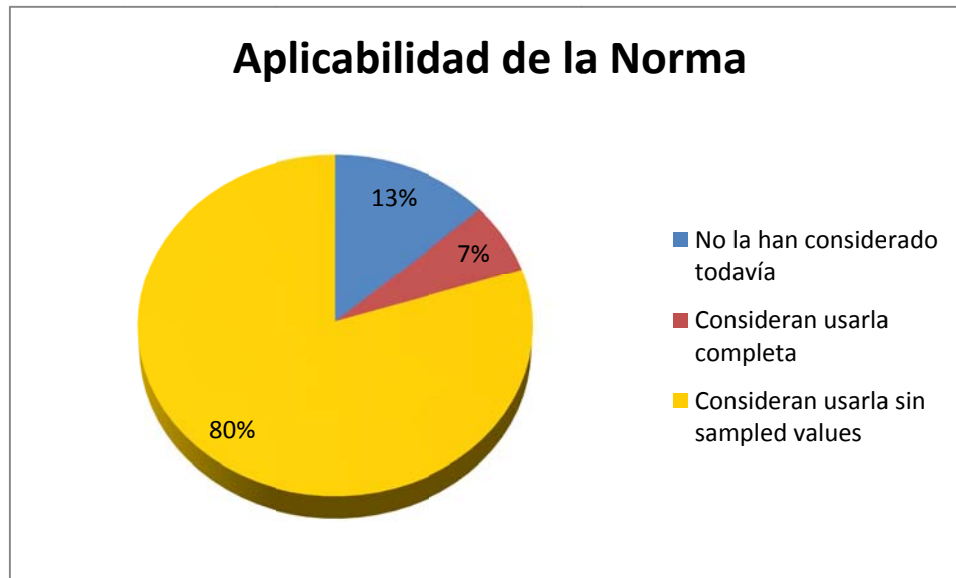


Figura 6 aplicabilidades de la norma

5.2.4. Experiencias obtenidas con la aplicación de la Norma

En la figura 7 se muestran los resultados obtenidos en cuanto a las experiencias obtenidas de la aplicación de la norma. De la gráfica podemos observar que la mayoría de las empresas que han empezado aplicar la norma en sus proyectos han tenido beneficios en cuanto a operatividad, economía y facilidades de futuras modificaciones; algunas empresas han experimentado algunos inconvenientes de tipo técnico, debido a falta de información y conocimiento de la Norma de parte del personal de las Empresas y de asistencia técnica de parte de las firmas fabricantes de equipos que utilizan la Norma. Algunas empresas han reportado situaciones de pérdida de la sincronización de la estampa de tiempo de los equipos, situación que se ha tratado de corregir. Las empresas que no reportan ninguna experiencia, simplemente no han empezado implementar la Norma pero ya se han empezado a informar sobre el alcance y beneficios que traería su aplicación para sus futuros proyectos y consideran la posibilidad de capacitar personal, o de contratar personal debidamente capacitado en el manejo y aplicación de la Norma.

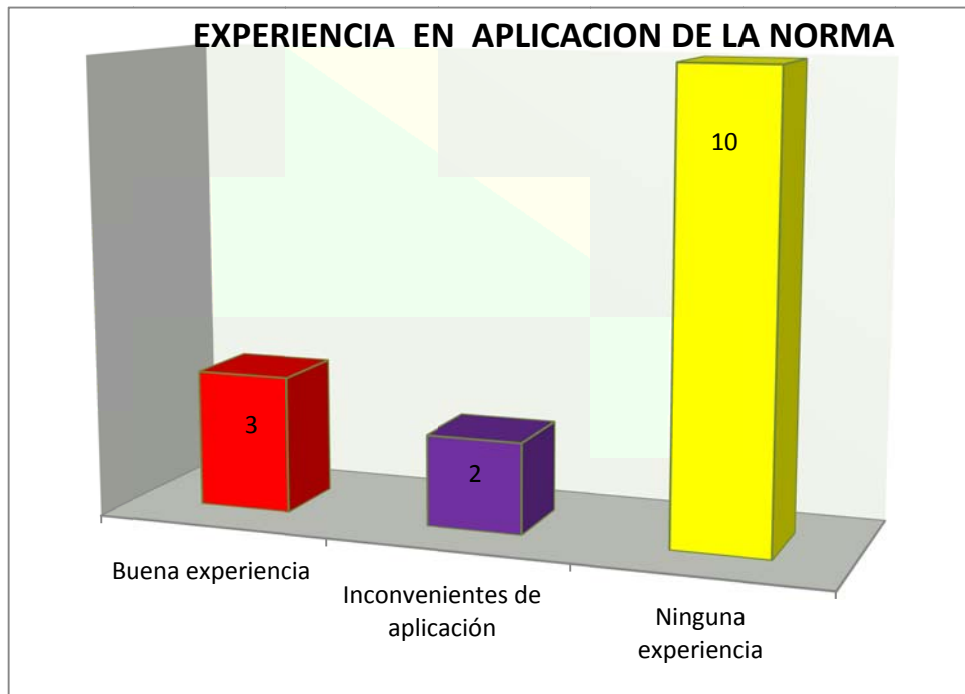


Figura 7. Experiencia obtenida en la aplicación de la norma

5.2.5. Uso de nuevos apartes de la Norma

Los resultados de la encuesta realizada a las diferentes empresas muestran que ninguna de las empresas ha considerado todavía utilizar la tecnología de valores de muestreo (sampled values), y solo unas pocas piensan considerar esta aplicación cuando conozcan más sobre la tecnología y la misma este más desarrollada.

5.2.6. Personal calificado

Aunque algunas de las respuestas de la encuesta indican que se dispone de personal capacitado o con algún grado de conocimiento sobre los aspectos de aplicación y operación de la Norma, en general, todas las Empresas coinciden en que se requiere capacitar adecuadamente al personal técnico para su implementación, tal como se muestra en la figura 8.

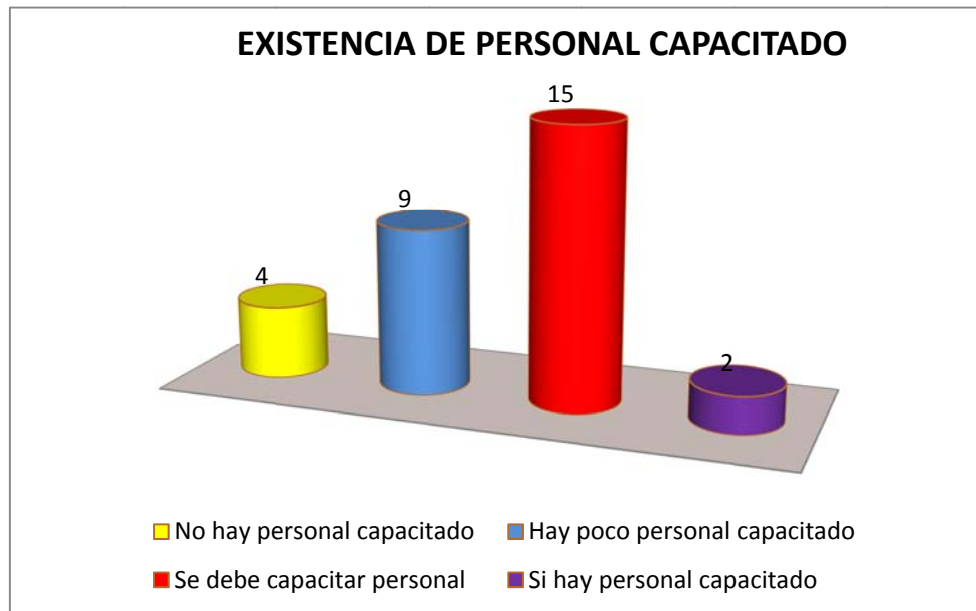


Figura 8. Existencia de personal capacitado



6^a METODOLOGIA PARA IMPLEMENTACION DE LA NORMA IEC 61850 EN SUBESTACIONES



6. Consideraciones Generales

A continuación se presenta una metodología propuesta para la implementación de la Norma IEC 61850, la cual puede ser una primera aproximación para las Empresas interesadas en utilizarla para sus sistemas de Automatización de subestaciones. Esta metodología es una guía general, obtenida a partir de información obtenida de la experiencia de Empresas eléctricas que ya utilizan la Norma en sus sistemas de automatización y control, y no pretende ser un esquema rígido de estricto cumplimiento.

6.1. Pasos a seguir para la implementación de la Norma

En general, los pasos a tener en cuenta cuando se esté considerando la posible aplicación de la Norma IEC 61850 por parte de una determinada empresa de electricidad, se pueden resumir en los siguientes:

1. Conseguir información sobre experiencias y aplicaciones que hayan realizado otras Empresas del sector.
2. Crear un equipo profesional interdisciplinario con los conocimientos requeridos para este tipo de aplicación

Definir claramente los alcances y objetivos del proyecto. Dentro de esta actividad se requiere considerar fundamentalmente los siguientes aspectos:

- El grado de funcionalidad requerido para el sistema
 - El comportamiento requerido del sistema de automatización
 - Las restricciones de operación o de otro tipo que se puedan presentar
3. Desarrollar un proyecto experimental que involucre, en lo posible, equipos de diferentes fabricantes
 4. Elaborar un pliego de especificaciones que complemente la Norma y a su vez defina claramente los Alcances de aplicación de la misma en el proyecto considerado.

El alcance de aplicación de la Norma para un determinado proyecto debe tener en cuenta los principios básicos de utilización de la misma, entre los cuales se pueden mencionar:



- Interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes
 - Soportar la asignación de las diferentes funciones de los dispositivos de control y protección
 - Garantizar la estabilidad de la aplicación, en términos de uso y de operación, incluyendo la adaptabilidad a nuevos cambios y desarrollos futuros
5. Diseñar un proyecto tipo o considerar una nueva fase dentro de un proyecto, que lleve la implementación de la norma a nuevas situaciones.
 6. Coordinar con los diferentes fabricantes y entidades que producen equipos o dispositivos que utilizan la Norma la realización de seminarios y/o cursos de actualización y capacitación.
 7. Tener en cuenta las eventuales consideraciones de tipo económico que puedan incidir dentro del alcance de aplicación de la Norma.

Dentro de la etapa de aplicación de la Norma conviene recordar que la flexibilidad de empleo de la misma hace que cada implementación en los IED tenga particularidades de aplicación, interpretación y configuración. Se hace necesario entonces adelantar un proceso de ingeniería previo, y complementarlo con las labores de mantenimiento requerido, una vez que la instalación se encuentre en servicio.

La realización de proyectos piloto, en los cuales se integren equipos de varios fabricantes presenta la ventaja adicional de que permite que la Empresa eléctrica pueda escoger la estrategia de implementación de la norma que sea más flexible, y que mejor se acomode a sus requerimientos, lo cual redundará en una mejor comprensión del alcance de la Norma, la selección de los IED requeridos para el proyecto, y un mayor conocimiento del personal de la Empresa para la operación de las redes de Control y comunicaciones y la solución de los eventuales inconvenientes que se llegaren a presentar durante la vida útil del proyecto.

Una vez que se haya definido completamente el alcance del proyecto a implementar, se requiere seleccionar las herramientas de diseño adecuadas, que permitan identificar claramente los elementos que formarán parte del sistema de automatización de la subestación en consideración, con todas sus funcionalidades asociadas.



Una de las etapas más importantes a tener en cuenta en la realización del proyecto es la definición de los requerimientos de Ingeniería y el proceso de diseño, para los cuales se deben tener en cuenta, entre otros los siguientes aspectos:

- La ingeniería abarca la definición de los IED y sus interfaces de comunicaciones, tanto entre ellos como con su entorno, interfaces de telecomunicaciones (Centro de Control, teleprotección) como con el SCADA local o con los equipos externos.
- Es necesario la definición de los criterios de lógicas, de funciones de protección y las señales que van a intervenir en el sistema, así como la documentación específica de cada uno de los equipos.
- También se deben considerar los conjuntos de parámetros de ajuste de los equipos de protección y de las funciones de control.
- El proceso de diseño debe considerar que la arquitectura general de la subestación será del mismo tipo que se estaba utilizando, teniendo en cuenta los factores de niveles de tensión, redes de comunicaciones y facilidades disponibles para las mismas.

La aplicación de los diferentes pasos enunciados anteriormente, permitirá a la Empresa que considere implementar la Norma IEC 61850 para sus sistemas de Automatización y Redes de comunicaciones en subestaciones, poder realizar una evaluación objetiva y de acuerdo con sus expectativas, lo que se podrá traducir en un resultado de aplicación según lo esperado por la Empresa y que permita determinar las bondades y beneficios que puede traer la aplicación de la Norma.



7. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos de la encuesta aplicada a las Empresas del sector eléctrico en Colombia, se puede determinar que el uso de la Norma IEC 61850 está aumentando cada vez más dentro de las empresas de energía en Colombia. Este hecho obedece a factores como la experiencia adquirida por otras empresas, el aumento de fabricantes con equipos que emplean la Norma, lo que implica una menor dependencia a la hora de adquirir los equipos, y así mismo la difusión a nivel mundial de los beneficios de aplicación de la Norma, no solo en el caso de subestaciones eléctricas, sino para otras aplicaciones tales como plantas de generación y sistemas de energía eólica

En general, ahora las empresas se encuentran analizando ya no solamente la utilización de la Norma IEC 61850 para sus redes de comunicaciones, sino la mejor manera de implementarla dentro de sus sistemas.

Con el fin de garantizar una adecuada implementación y una correcta aplicación de la Norma para los sistemas de Automatización de subestaciones, es importante definir varios aspectos fundamentales, los cuales deben ser considerados dentro de las etapas de aplicación de la Norma:

- Mejorar la cooperación entre los fabricantes de equipos para la difusión de las ventajas de aplicación de la Norma
- Difusión de las experiencias obtenidas por las diferentes empresas durante las aplicaciones de la Norma en sus sistemas y redes de comunicaciones
- Capacitación de personal debidamente entrenado en la aplicación y uso de la Norma. En este caso, el papel que deben desempeñar las Universidades es primordial para garantizar la formación de profesionales con sólidos conocimientos sobre el tema. A este respecto, ya se están dando los primeros pasos en algunas facultades de Ingeniería de Universidades de Colombia.
- Participación activa del sector eléctrico Colombiano en los seminarios y eventos que se realicen sobre la aplicación de la Norma



- A medida que la norma va evolucionando y se van desarrollando nuevas aplicaciones para las cuales se hace necesario definir los parámetros y los campos de aplicación de los mismos. Esta etapa es necesaria para facilitar la expansión futura, también es importante que los ingenieros de control, protección y automatización tengan una mayor participación en la definición de los diferentes aspectos y detalles de los proyectos en los que se encuentren involucrados.
- Investigar la forma como ha sido el desarrollo de la aplicación de la Norma en países Suramericanos que han venido implementándola en sus sistemas recientemente, como por ejemplo Brasil y Argentina, los cuales ya cuentan con varios proyectos en los que han aplicado la Norma IEC 61850, y que han comenzado a capacitar personal desde las Universidades.

La Norma se sigue evaluando y complementando, y en este momento se adelanta una revisión a los postulados iniciales de la misma, lo que redundará en nuevos campos potenciales de aplicación para los usuarios.



8. BIBLIOGRAFIA

- [1] K.P. Brand, Brunner C, W. Wimmer ABB Switzerland Ltd, Baden and Zürich “Design of IEC 61850 Based Substation Automation Systems according to customer requirements”
- [2] Brunner Christoph. “IEC 61850 Process connection. - A smart solution to connect the primary equipment to the substation automation system”.
- [3] Apostolov Alexander, “Definiciones y aplicaciones del estándar IEC 61850”, Revista Mundo Eléctrico, Edición 69, octubre 2007.
- [4] “IEC 61850: Communications, networks and systems in substations” (comunicaciones, redes y sistemas en las subestaciones), International Standard, 2003.
- [5] C.R. Osanzoy et Al. “Communications for Substation Automation and Integration” 2006
- [6] Kasztenny Bogdan, Whatley James et Al, “IEC 61850.- A practical application primer for protection engineers”. 2005
- [7] Arash Shoarinejad, “Communication Protocols in Substation Automation and SCADA”. 2004
- [8] Craig Preuss, Bob Pellegrini. “Making substations more intelligent by design” 2007
- [9] Volker Lohmann. “Integrated substation automation enables new strategies for power T&D”. ABB Power Automation Ltd, Baden /Switzerland 2003.
- [10] Eric Udren, Steven Kunsman, et Dave Dolezilek. “Significant substation communication standardization developments“. Proceedings of the 2nd Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 4-6, 2000.
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Resolución 025 de 1995



- [12] Dave Dolezilek "IEC 61850: What you need to know about functionality and practical implementation" 2005.
- [13] Daqing Hou, Dave Dolezilek "IEC 61850 – What it can and cannot offer to traditional protection schemes" 2007.
- [14] Kirrman Hubert.- "Introduction to IEC 61850 substation Communication standard" 2004
- [15] Dogger Gerrit, "Designing a new IEC 61850 substation architecture" – 2006
- [16] Valdar Andy, "Understanding telecommunication Networks" 2006
- [17] Horak Ray, "Communication systems and Networks" 2008
- [18] Pellizoni. R, Samitier. C, Vignoni. R "Aspectos a considerar en la Implementación de subestaciones IEC 61850".- XII Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRE – Brasil Mayo 2007
- [19] Andersson Lars, Brand Klaus-Peter, Wimmer Wolfgang. "The Impact of the coming Standard IEC61850 on the Life-cycle of Open Communication Systems in Substations".- ABB Power Automation Ltd., Switzerland, Nov 2001
- [20] Tibbals Tim, Dolezilek Dave.- " More Than Communication – the Engineering Approach of IEC 61850".- Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2007