

REDES DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA - UN PASO HACIA LA TECNOLOGÍA DE LAS REDES INTELIGENTES SMART GRIDS

COMMUNICATION AND AUTOMATION NETWORKS FOR POWER SYSTEMS – A STEP TOWARDS SMART GRIDS

ABSTRACT

Provided the continuous adoption of communication-network standard IEC 61850 (for automated power systems), it becomes important to acquire basic knowledge about the rationale behind considering such a standard as the proper link to standardize communications between electric power systems. The present paper includes a complete revision of the standard, from its initial purpose to the benefits that it brings to the setup of future smart grids. The paper also presents a description of functional telecommunication requirements that apply to electric substations so that they can be considered part of a smart grid.

Key words: CENELEC, IEC 61850, IED, interoperability, NIST communication network, smart grid.

RESUMEN

Con la continua aceptación en el sector eléctrico del estándar para las redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia IEC 61850, es importante contar con un conocimiento básico, de porque es catalogado con el eslabón apropiado para la estandarización de la comunicación en los sistemas de potencia eléctrica, revisándolo desde su objetivos de creación, hasta los beneficios que aporta para poder contar en un futuro con redes inteligentes "Smart Grid", igualmente describiendo cuales son los requerimientos funcionales con que debe contar una subestación eléctrica en el área de las telecomunicaciones para que pueda aportar a una red inteligente.

Palabras claves: CENELEC, IEC 61850, IED, interoperabilidad, redes de comunicación NIST, smart grid.

Hernán Arturo Santana

Estudiante de Ingeniería Electrónica
Universidad Distrital Francisco José de Caldas
hernasantanar@yahoo.com
Bogotá, Colombia

Danilo Alfonso López Sarmiento

Magister en Ciencias de la Información y las Comunicaciones
Docente planta de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas
dalopezs@udistrital.edu.co
Bogotá, Colombia

Edwin Rivas Trujillo

Doctor en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática
Docente planta de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas
erivas@udistrital.edu.co
Bogotá, Colombia

Tipo: Artículo de revisión

Fecha de Recepción: Septiembre 8 de 2012

Fecha de Aceptación: Noviembre 1 de 2012

1. INTRODUCCIÓN

En este artículo se recopila información actualizada, sobre la automatización de subestaciones, y en específico sobre el estándar IEC 61850 (Communication Networks And Systems For Power Utility Automation), el cual es una pieza fundamental para el desarrollo de redes inteligentes conocidas como “Smart Grids”. Para ello se muestra un enfoque de los estándares y protocolos con que debe contar una subestación eléctrica, para ser parte activa en este tipo de estructuras. Igualmente se muestra una breve historia de las telecomunicaciones dentro de la automatización de subestaciones y del estándar IEC 61850, describiendo los objetivos planteados en su creación. Específicamente estándar IEC 61850, cuenta con varios protocolos que aportan a la comunicación, monitoreo y protección de una subestación, como de un sistema de potencia; algunos de estos protocolos son el GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), los SMV (Sampled Measured Values) y el MMS (Manufacturing Message Specification), entre otros.

También el IEC 61850 es comparado desde varias perspectivas con los protocolos IEC 60870-101, IEC 60870-5-104 y DNP 3.0, siendo estos estándares los que tienen y han tenido un papel importante dentro de la automatización de subestaciones eléctricas.

En la historia de las tecnologías, siempre se ha visto la tendencia Norte Americana y la tendencia europea, por lo tanto se profundiza en los temas de redes inteligentes, desde dos mapas de ruta (Roadmaps), uno de Estados Unidos, el NIST (National Institute of Standards and Technology) [1], y el otro de la Unión Europea realizado por CEN (Comité Européen de Normalisation), el CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique), y ETSI (European Telecommunications Standards Institute) [2].

Por último en base a las definiciones y mapas de ruta de los diferentes grupos de investigación, se enuncian los requerimientos con que debe contar una subestación en el momento de

modernizarse o en el diseño de una nueva subestación en el área de las telecomunicaciones, en estos requerimientos encontramos la necesidad de que las subestaciones cuenten con una estandarización basada en IEC 61850, de seguridad informática, de redundancia de equipos, de sincronización de tiempo, y del uso de sincrofasores para la protección del sistema.

2. HISTORIA

A grandes rasgos se puede ver que la automatización de subestaciones eléctricas, tiene sus inicios en la década de los 80, desde entonces nuevos esquemas han madurado, permitiendo que por medio de las telecomunicaciones, se permita la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado; brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.

Sin embargo, la historia del estándar IEC 61850, inicia alrededor de 1988 donde varios institutos dedicados a estos estudios, entre los que se pueden destacar el EPRI (Electric Power Research Institute), Instituto de investigación y desarrollo en la rama de la Ingeniería eléctrica, financiado por la industria en Estados Unidos, y el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), que es una asociación de varias ramas de la ingeniería, entre las que se destacan la eléctrica, electrónica e informática, dedicada entre otros a la estandarización; lideraron dentro de sus investigaciones la arquitectura de telecomunicaciones UCA (Utility Communications Architecture), cuyo nombre genérico se estableció con el fin de identificar un nuevo concepto de comunicación, que buscaba solucionar la necesidad de integrar la información de áreas funcionales de los servicios públicos, con el objeto de reducir costos, por medio del uso de las experiencias de las telecomunicaciones existentes en el mundo, como lo era el modelo de referencia OSI (Open Systems Interconnection) y TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol), logrando constituir un gran aporte para los servicios públicos en general, permitiendo mayor accesibilidad a los datos, cumpliendo con los estándares de seguridad y control; pero que a pesar de las

grandes expectativas que generó, no tuvo gran acogimiento por parte del sector industrial, al no tener dentro de sí un contexto claro de su aplicación práctica.

Es así que en 1994 el EPRI y el IEEE, retoman el proyecto UCA, generándole mejoras al ampliar algunas de sus definiciones incluidas en la primera versión, integrándole algunos protocolos de comunicación, e incluyéndole definiciones más concretas, en su modo de operación y aplicación, llamando a esta segunda versión como UCA 2.0, presentándose como un gran paso para darle fin a la desregularización que predominaba hasta ese momento, en el cual no había un estándar que especificará lo que debía de tener un protocolo de telecomunicaciones, obligando a cada fabricante a desarrollar sus propios sistemas de control y de protección, además de la creación de nuevos protocolos propietarios o la adopción de alguno de libre uso.

En 1997 se vincula a esta investigación la IEC (International Electrotechnical Comisión), organización encargada de desarrollar y publicar los estándares para el sector eléctrico, electrónico y sus tecnologías asociadas, también reconocida por ser una organización mundial, compuesta por pequeños comités internacionales (figura 1), quien enfoca esta investigación hacia los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS).

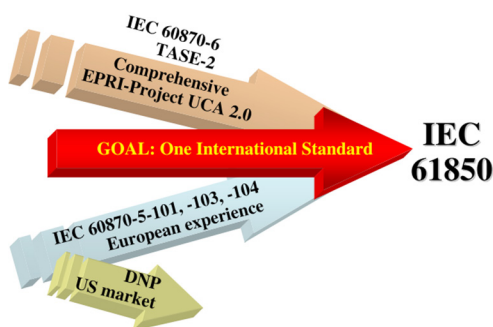


Figura 1. Historia IEC 61850 [3].

Es así que haciendo uso de las investigaciones existentes, como lo es el UCA 2.0 y el IEC 60870-5 surge el nuevo estándar IEC 61850 (redes de telecomunicaciones y sistemas en subestaciones), como se observa gráficamente en la figu-

ra 1. Cuyo desarrollo estuvo a cargo del comité técnico 57, TC 57, brindando con este protocolo ventajas como: arquitecturas abiertas, interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes y permitiendo utilizar como medio de transmisión de datos las redes de área local (LAN), debido a que se incluye dentro de sí la tecnología Ethernet.

A comienzos del 2004 se concluye la primera edición del estándar, nombrada con el título (communication networks and systems in substations: redes de telecomunicaciones y sistemas en subestaciones), la cual es la primera norma global en cuanto a las telecomunicaciones en el entorno eléctrico; no obstante al obtenerla se observó, que era totalmente dirigida hacia la comunicación interna de las subestaciones, dejando preguntas e incertidumbres en cuanto a la falta de definir todos los nodos lógicos necesarios, para el debido modelado de los elementos que son necesarios al interior de una subestación y su comunicación hacia el exterior con otras subestaciones, que es necesaria para ciertas funciones de protección y estabilidad del sistema, igualmente hacía falta la comunicación con los centros de control, dando por hecho que estas telecomunicaciones serían suplidas por los protocolos usados hasta el momento; pero los grupos técnicos siguieron trabajando en estos detalles y han dado al surgimiento de la segunda edición en algunas de sus partes, e insertando nuevas partes que no disponía en su primera edición.

3. OBJETIVOS

Las experiencias de la industria han demostrado la necesidad y la oportunidad para el desarrollo de protocolos de comunicación estandarizados, lo que apoyaría la interoperabilidad de los IED (Intelligent Electronic Device), de diferentes fabricantes. La interoperabilidad en este caso es la capacidad de que equipos de diferentes fabricantes puedan operar en la misma red o vía de comunicación para compartir información y comandos.

El objetivo de la creación de un estándar de comunicaciones se puede expresar en los si-

güentes puntos, tomados de la norma como de la literatura expuesta en las referencias bibliográficas.

Asegurar la interoperabilidad entre varios IED.

- IED de diferentes fabricantes pueden intercambiar y usar información sobre medios de comunicación comunes.
- La ingeniería y configuración de datos es transportable entre herramientas de fabricantes.

Independencia de proveedores

- Los IED al contar con la interoperabilidad, no le es necesario el realizar los proyectos con un solo fabricante.

Descripción abierta de IED

- Reduce la ingeniería y la configuración.
- Las capacidades de los IED son descritas en forma estándar.
- Funciones, soluciones, y datos propietarios son aún permitidos y están disponibles.

Comunicación junto a los equipos de potencia (Bus de proceso).

- Adquisición de datos, y control, deben ser incluidas directamente en los equipos primarios.

Libre configuración.

- Libre asignación de funciones en sistemas de configuraciones centralizadas o descentralizadas.

Reducción del cableado eléctrico convencional.

- Redes LAN en lugar de múltiples cables de cobre.

A prueba de futuros desarrollos tecnológicos.

- Los servicios y las inversiones serán duraderas a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.
- El estándar está diseñado para seguir tanto el progreso en las tecnologías de comunicación, como los requerimientos que envuelven a estos sistemas.

La intercambiabilidad no es un objetivo de esta norma, aunque en aplicaciones sencillas se

pueda realizar la intercambiabilidad de equipos, no está estandarizada en la IEC 61850.

4. ESTRUCTURA Y ESTADO DE LA NORMA

Inicialmente el estándar IEC 61850 como fue concebido, era para la automatización de subestaciones y la telecomunicación entre sus dispositivos, en los diferentes niveles de control, siempre enfocado para la comunicación interna de la subestación; cuenta con 14 partes principales, provenientes de 10 capítulos. Estos 10 capítulos son los siguientes:

- IEC 61850-1: Introducción y vista general.
- IEC 61850-2: Glosario.
- IEC 61850-3: Requerimientos generales.
- IEC 61850-4: Sistema y administración del proyecto.
- IEC 61850-5: Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.
- IEC 61850-6: Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
- IEC 61850-7: Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores.
- IEC 61850-8: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)- MMS.
- IEC 61850-9: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM) – SV.
- IEC 61850-10: Pruebas de conformidad.

El enfoque de este estándar ha cambiado desde su nombre, ya no enfocado a subestaciones, sino a sistemas de potencia, dando la oportunidad de contar con los beneficios de la estandarización, a las diferentes áreas de la industria eléctrica. Por lo tanto lo han tomado como un eslabón importante para la formación de la red inteligente, su cubrimiento al sistema eléctrico debe cubrir todas las áreas de comunicación, en donde exista el manejo de potencia eléctrica.

Para lo cual, en la figura 2, se observa la extensión que ha tenido la norma a los sistemas de potencia en general, como lo es las partes IEC 61850-7-5xx, que son destinadas para ofrecer guías de aplicación de la norma en cada una de sus extensiones, comenzando con la IEC

61850-7-5 que hace referencia a el uso de modelos de información para aplicaciones de automatización de subestaciones, luego con una guía muy similar, la IEC 61850-7-500 con el enfoque del uso de nodos lógicos para el modelar la automatización de subestaciones, luego pasando a partes más específicas, como lo es la IEC 61850-7-510 (hydroelectric power plants: centrales hidroeléctricas), ofreciendo pautas para el uso de los nodos lógicos dentro de estas; y para terminar también existe la parte IEC 61850-7-520, que está destinada para el uso de nodos lógicos de funciones del modelo de DER (Distributed Energy Resources: recursos de energía distribuida).

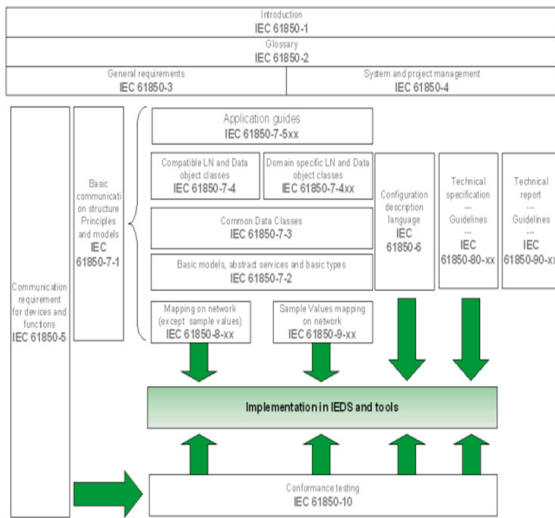


Figura 2. Relaciones entre las partes de modelado y mapeo de la serie IEC 61850 [2].

De igual manera encontramos las extensiones que se han creado para nuevos nodos lógicos y clases de datos nombrados en las partes IEC 61850-7-4xx, describiendo nuevamente la parte para centrales hidroeléctricas con la IEC 61850-7-410 y para DER la parte IEC 61850-7-420.

Se encuentra también la extensión para la armonización del estándar IEC 61850 con protocolos usados en el telecontrol de las subestaciones eléctricas, con las guías de especificaciones técnicas nombradas con el prefijo IEC 61850-80-xx; y para finalizar en la figura también se observa la ampliación para las partes corres-

pondientes a los subsistemas de potencia complementarios al sistema de potencia, que no estaban contemplados en la primera edición denominados con la extensión IEC 61850-90-xx.

Todas estas nuevas extensiones de la norma son basadas y respaldadas por los conceptos de las 14 partes principales.

5. MAPEO Y COMUNICACIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Los mecanismos de intercambio de información se basan principalmente en modelos de información, que se encuentran bien definidos. Estos modelos de información y los métodos de modelado son el núcleo de la norma IEC 61850. La norma IEC 61850 se enfoca en modelar la información encontrada en los equipos reales como se representa en la figura 3.

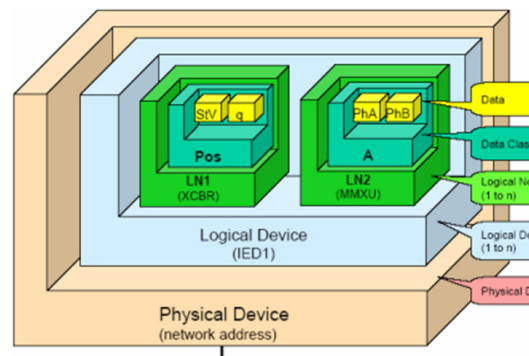


Figura 3. Representación jerárquica de la información [3].

Por lo tanto se observa que la información es presentada jerárquicamente comenzando con el PHD hasta el dato (data).

Comenzando por el dispositivo físico escrito en inglés como “Physical Device” (PHD), que como tal es el IED físico; el cual internamente cuenta con uno o varios dispositivos lógicos (Logical Device: LD) dentro de su esquema de comunicación. Un dispositivo lógico es principalmente una composición de nodos lógicos y servicios adicionales (por ejemplo GOOSE, el intercambio valores muestreados “sampled measured values” y un grupo de parámetros) como se

ilustra en la figura 4, varios nodos lógicos construyen un dispositivo lógico (por ejemplo, una representación de una unidad de la Bahía o un dispositivo de protección). Un dispositivo lógico siempre se relaciona a un IED, por lo tanto los dispositivos lógicos no se distribuyen.

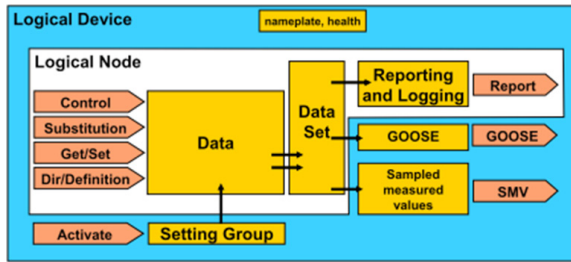


Figura 4. Bloque de un equipo lógico “Logical device” [4].

La Información ó “Data” de los LN, se encuentra ordenada en grupos que son conocidos como los Common Data Class (CDC), los cuales están especificados en la parte IEC 61850-7-3. Los CDC proveen un método útil, para reducir el tamaño de las definiciones (en el estándar). Para la definición de la información, no se necesita una lista extensa de todos los atributos, sino que se necesita el CDC.

Luego dentro de los CDC, se encuentra la descripción de los atributos “Data Attribute” que están ordenados por FC (Functional Constraints). Los FC juegan un papel crucial en la definición de los modelos de definición y en los servicios para acceder a varias partes del modelo de información.

Basándose en su funcionalidad, un nodo lógico contiene una lista de datos “data” (por ejemplo, la posición) unido con información dedicada conocido como los “data attribute”. La semántica de todos los nombres “data attribute”, están definidos al final de la parte IEC 61850-7-3.

6. MODELO DE SERVICIOS DE COMUNICACIÓN

Los datos abstractos y los objetos modelados de la norma IEC 61850, definen un método estandarizado de descripción de los dispositivos de potencia del sistema, que permite a todos los IED presentar los datos con estructuras

idénticas que están directamente relacionadas con su función en el sistema. El servicio de sistema de comunicación abstracta ACSI (Abstract Communication Service Interface), define un conjunto de servicios y las respuestas a los servicios que permite a todos los IED, que se comporten de la misma manera desde la perspectiva de comportamiento de la red de comunicaciones. Mientras que el modelo abstracto es fundamental para lograr este nivel de interoperabilidad, estos modelos deben operar en un verdadero conjunto de protocolos prácticos para que puedan operar dentro de los entornos de redes de computación, que es lo que se encuentra comúnmente en la industria eléctrica.

7. COMUNICACIONES DENTRO DEL IEC 61850

En la figura 5 se observa los distintos tipos de comunicaciones que existen dentro del estándar IEC 61850.

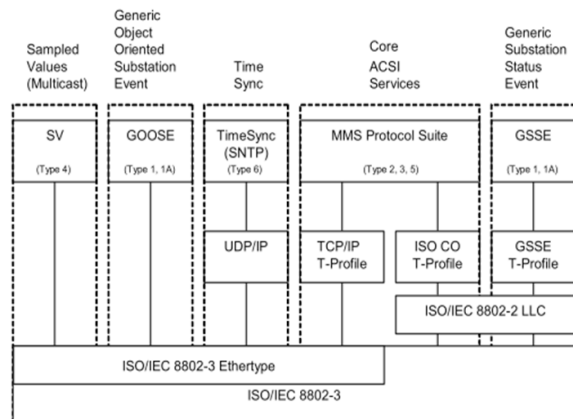


Figura 5. Funcionalidad y perfiles de comunicación IEC 61850 [5].

En las subestaciones basadas en Ethernet, existen cuatro tipos de comunicaciones que se llevan a cabo en este tipo de redes:

- Cliente - Servidor: basado en TCP/IP MMS (Orientado a la conexión).
- GOOSE: directamente sobre la capa 2 (multidifusión, mecanismo de repetición).
- Valores muestreados: directamente sobre la capa 2 (multidifusión, flujo de datos).
- Los servicios básicos: como NTP, SNMP,

HTML (comunicación sin tiempo crítico).

7.1. Flujo de información

El modelo ACSI, básicamente provee los métodos de cambio de información entre equipos, en la figura 6 se muestra el intercambio de información que se tiene con el estándar IEC 61850.

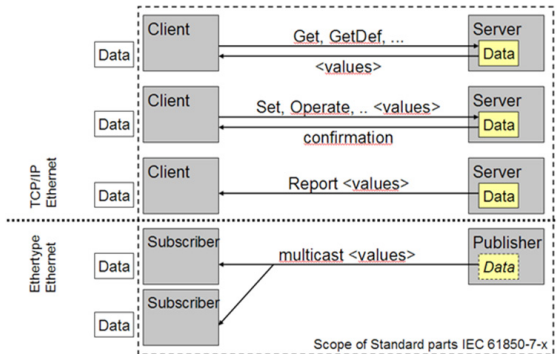


Figura 6. Flujo de información [6].

7.1.1. Mapeo a Manufacturing Messaging Specification MMS

El estándar MMS suministra el modelo de información y los servicios requeridos por el ACSI. El protocolo MMS es una aplicación industrial de control de procesos, está especificado según ISO 9506 y sirve para el intercambio de datos en un ambiente de producción.

Este sistema de mensajería fue desarrollada para aplicaciones industriales, fue diseñado a nivel de capa de aplicación, basado en el modelo OSI, para soportar comunicación desde y hacia dispositivos programables, integrados en un ambiente de producción.

En particular, MMS es apropiado para cualquier aplicación que requiera un mecanismo común de comunicación para llevar a cabo una diversidad de funciones de comunicación relacionadas con el acceso en tiempo real y distribución de datos y control del proceso de supervisión.

7.1.2. Definición y aplicación de los mensajes GSE - "GOOSE"

Los mensajes GSE (Generic Substation Event),

ofrecen la posibilidad de contar con un sistema rápido y seguro de distribución de datos.

El modelo GSE se basa en el concepto de una descentralización autónoma, proporcionando un método eficiente, que permite la entrega simultánea de la misma información genérica de eventos en más de un dispositivo físico, a través del uso de los servicios de multicast. En los mensajes GSE solo se pueden realizar el intercambio de datos *DataAttribute*.

Existen dos clases de control y dos clases de mensajes GSE que son definidos en la IEC 61850 [7]:

- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), soportando el intercambio de un amplio rango de posibilidades de datos organizados dentro de un *Data-set*.
- GSSE (Generic Substation State Event), proporciona la capacidad para transmitir la información de cambio de estado (pares de bits). Esta clase de mensajes son descendientes del protocolo UCA, y en la segunda edición no aparecen; por lo tanto en este trabajo no se dará explicación de esta clase de mensajes.

La transmisión de mensajes GOOSE, se realiza como se muestra en figura 7. Cuando se genera un evento, el servidor GOOSE codifica el conjunto de datos asociados con el evento en un paquete denominado T-DATA y lo transmite como "multicast".

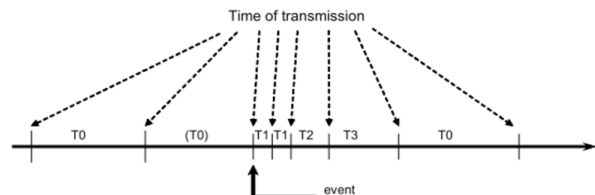


Figura 7. Transmisión de un mensaje GOOSE [8].

T0: indica que se producen retransmisiones de estabilidad, no se han producido eventos durante un largo periodo de tiempo.

(T0): indica que el periodo de retransmisiones en condiciones estables puede resultar más corto al producirse un evento.

T1: es el menor tiempo de transmisión de un evento. Como se observa, se retransmite el mensaje inmediatamente.

T2 y T3: son los tiempos de retransmisión que se van duplicando hasta retornar a condiciones estables.

Los mensajes GOOSE son uno de los diferenciadores claves de la IEC 61850 en comparación con otros protocolos de comunicación para subestaciones. El protocolo GOOSE, hace uso de unas pocas capas del modelo OSI, lo cual lo hace muy rápido para eventos que lo requieren, igualmente en su capa de enlace, hace uso del IEEE 802.1q, la cual está dirigida para el uso de las VLAN y prioridades que puede tener esta trama o mensaje GOOSE.

7.1.3. Mapeo de Sampled Measured Values SMV

La IEC 61850 define los mecanismos de mensajería en tiempo real a través de las redes Ethernet. Los valores muestreados (Sampled Values: SV), algunas veces también llamados muestra de valores medidos (Sampled Measured Values: SMV) ó muestreo de valores analógicos (Sampled Analog Values: SAV), tienen los servicios definidos en la parte IEC 61850-7-2 y su forma de transmisión a través de las redes Ethernet se define en la parte IEC 61850-9-2. En la norma también se soporta estas comunicaciones sobre medios seriales, lo cual se encuentra en la parte IEC 61850-9-1, esta parte aun tiene vigencia pero no va a contar con segunda versión (por lo tanto no existirá una ampliación de esta parte en este trabajo), ya que el desarrollo y beneficios que se tienen en realizar las comunicaciones del bus de proceso en base a Ethernet son superiores a realizarlas por conexión serial.

En los mensajes sampled values usan el método de transmisión publicador-suscriptor como también lo realiza los mensajes GOOSE, esta clase de mensajes no tienen fiabilidad en la entrega de la información, ya que no cuenta con una capa de transporte que haga uso de un protocolo como el TCP (quien confirma la recepción de la información, si no reenvía la información si esta se ha perdido). Por lo tanto,

para mejorar la fiabilidad de la transmisión de los mensajes GOOSE, la IEC 61850 en su parte 8-1 ha propuesto la repetición de los mismos mensajes GOOSE varias veces. Sin embargo, la norma IEC 61850 en su parte 9-2 no sugiere repetición del mismo mensaje para los paquetes SV, se justifica porque los paquetes SV pueden ser enviados 80 muestras por ciclo continuamente desde sus MU (Merging Unit). La repetición de los mismos paquetes SV aumentaría la carga de la red enormemente. Esto significa, que no hay seguridad o medidas de fiabilidad para la comunicación de paquetes SV en el bus de proceso.

Estos mensajes igual que los GOOSE usan pocas capas de la pila de protocolos, para su rápida comunicación.

7.1.4. Servicios de comunicación Sntp

Este perfil de comunicación se puede utilizar para cualquier aplicación que exige la conformidad con esta norma y la declaración de apoyo a los objetos que contienen un atributo de tipo "timestamp".

Su capa de aplicación, hace uso de un protocolo RFC (Request for Comments), lo cual significa que hace uso de una propuesta validada y admitida por la IETF (Internet Engineering Task Force), quien lidera los nuevos protocolos que se usan en la Internet.

8. LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN SCL IEC 61850-6

La parte 6 del estándar IEC 61850, le corresponde aclarar, uno de los grandes beneficios que provee esta norma, ya que introduce el concepto y los parámetros de un lenguaje común que se utiliza para el intercambio de información, entre los diferentes IED; en la primera edición de la norma, el lenguaje de configuración SCL era conocido como (Substation Configuration Description Lenguaje) y en la segunda edición es llamado (System Configuration Description Lenguaje), sin tener que realizar ningún cambio en las siglas que lo representan, pero ahora contando con el nuevo enfoque hacia el sistema

de potencia en general [9].

Este lenguaje de descripción común garantiza la interoperabilidad y mejora la fase de configuración. Cada herramienta propietaria debe apoyar la exportación de la descripción de los IED en relación con este lenguaje común, basado en XML (Extensible Markup Language). El proceso de desarrollo de un proyecto basado en la norma IEC 61850 depende de la disponibilidad de herramientas de software que hacen uso del lenguaje SCL.

SCL especifica un formato de archivo común para describir las capacidades de un IED, un esquema específico del sistema que puede ser visto en términos de un diagrama unifilar, y una descripción del sistema de automatización. La parte 6 de la norma IEC 61850 presenta seis tipos de archivos comunes. Estos archivos son:

ICD: IED Capability Description,
SSD: System Specification Description,
SCD: System Configuration Description
CID: Configured IED Description,
IID: Instantiated IED Description y
SED: System Exchange Description.

9. PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Para la automatización de subestaciones hoy en día, se cuenta con gran variedad de protocolos, ya sea para la comunicación de equipos del mismo nivel de control, como equipos que se encuentren en diferentes niveles.

9.1. Protocolo convencionales para la automatización de subestaciones

Para lo cual se tratarán cuatro protocolos de comunicaciones, que por su trascendencia en el sector eléctrico y sus características de funcionamiento, se nombran y se confrontan. Se podría nombrar gran cantidad de protocolos y estándares de comunicación, pero al compararlos con protocolos de la familia IEC 60870-5 o contra el IEC 61850, no tendrían oportunidad de beneficio, reconociendo que estos protoco-

los ya han cumplido su parte en la historia de la automatización de las subestaciones como de los sistemas de potencia, entre ellos podríamos nombrar (Modbus serial, Modbus TCP/IP, rofibus, UCA, protocolos propietarios, etc.), por lo tanto los protocolos que se van a tratar son el IEC 61850, DNP 3.0, IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104. En especial se realiza una introducción en estos tres últimos, ya que del IEC 61850 se ha descrito en todo el documento.

9.1.1. DNP 3.0 (Distributed Network Protocol, en su versión 3: DNP3)

Es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos de control y protección, usado especialmente en Norte América para sistemas SCADA, es usado principalmente en el sector eléctrico, pero también es usado en otros servicios públicos. El protocolo DNP3.0 presenta importantes funcionalidades que lo hacen más robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como Modbus, con la contrapartida de resultar un protocolo más complejo.

El formato de trama utilizado está basado en las especificaciones IEC 60870-5 (es una redefinición de este formato, no una implementación idéntica), y hace uso del Chequeo de Redundancia Cíclica (CRC) para la detección de errores.

Este protocolo aun está presente y sus desarrollos y mejoras también; los acontecimientos recientes incluyen:

- La adopción de las especificaciones DNP3 como un estándar IEEE (IEEE 1815).
- DNP3 es actualmente compatible con las especificaciones de seguridad IEC 62351-5.
- Han definido nuevos mecanismos de autenticación segura de usuarios DNP3.

9.1.2. IEC 60870-5-101

Es una norma internacional preparada por TC 57 para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. Es totalmente compatible con

las normas IEC 60870-5-1 y IEC 60870-5-5 y su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre los dispositivos a comunicar.

- Soporta desbalances permitiendo que solo se inicie mensajes por parte del maestro, ó balanceados el cual permite que la iniciación de transferencias de información se dé por parte del maestro como del esclavo.
- Uso de dirección para enlace y ASDU (Application Service Data Unit), son provisionados para clasificación en la estación final y diferenciar segmentos bajo el mismo.
- Los datos son clasificados dentro de diferentes objetos de información y cada dato es provisto con una dirección específica.
- Posibilidad de clasificar la información por medio de prioridades determinadas en el momento de transferir la información.
- Transmisión de información espontáneamente o cíclicamente.
- Facilidad para la sincronización de tiempo.

9.1.3. IEC 60870-5-104

Es una extensión del protocolo IEC 60870-5-101 con cambios en los servicios de las capas de transporte, de red, de enlace y de la capa física para satisfacer la totalidad de accesos a la red. El estándar utiliza la interfaz de red TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol), para disponer de conectividad a la red LAN (Red de Área Local).

La capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la de IEC 101 con algunos de los tipos de datos y los servicios no utilizados.

Para los sistemas de energía se utiliza el protocolo IEC 104 y el protocolo IEC 101 para el centro telecontrol.

9.2. Comparación del protocolo IEC 61850 vs DNP3.0, 60870-5-101/104

En el siguiente apartado se realizara una comparación de los cuatro protocolos desde distintas perspectivas.

Los protocolos IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104, son complementarios en cuanto a las funciones que pueden realizar, aunque se puedan traslapar en algunas aplicaciones, son un buen complemento el uno con el otro.

La tendencia para los protocolos de comunicación era mejorar su ancho de banda, dando un mejor servicio, obteniendo mayor cantidad de datos en tiempos más rápidos.

El uso de direcciones fijas para la identificación de la información es usado por los protocolos DNP 3.0 e IEC 60870-5-101/104, lo cual significa que para conocer lo que identifica cada dirección, es necesario conocer el significado que le ha dado el fabricante o el programador de los dispositivos de comunicación a cada dirección.

Los protocolos IEC 60870-5-101/104 no poseen características para descripción de la información, en cambio el DNP 3.0 ofrece algunas descripciones ya preestablecidas.

Para la configuración de sistemas el estándar IEC 61850 ofrece la posibilidad de describir sus dispositivos y componentes en lenguaje descriptivo, el cual puede ser reutilizable en otros proyectos, a comparación de los demás protocolos que no ofrecen un lenguaje de configuración.

Los registros históricos y la secuencia de eventos se pueden contar en cualquiera de los cuatro protocolos, pero para realizar los ajustes de los servicios operacionales, la IEC 61850 proporciona mayor flexibilidad.

La definición de grupos de información como de la selección de información para reportes es posible en los protocolos IEC 61850 y DNP 3.0 ya que en estos protocolos permiten la configuración de parámetros agrupando la información que se desea reportar.

En los cuatro protocolos se puede realizar una descarga de configuración en "Online", lo cual ofrece una continuidad en el servicio, y estabilidad en el sistema.

Para dar soporte a la comunicación en el protocolo IEC 61850, para los mensajes GOOSE como para los sample values, se hace uso de el Ether-type, lo cual hace que la comunicación sea más rápida, ya que solo usa 3 capas del modelo OSI. Las conexiones seriales pueden ser soportadas por los protocolos DNP 3.0 y el IEC 60870-5-101, los cuales, son los dos protocolos que pueden trabajar sobre redes seriales.

Para los protocolos que trabajan sobre Ethernet 802.3, como lo es el protocolo IEC 61850, el DNP 3.0 y el IEC 60870-5-104, realizan su enrutamiento por IP (Internet Protocol), el cual establece una dirección que identifica el dispositivo dentro de una red; el protocolo IEC 61850 hace uso del OSI NP, el cual es un filtrado de tres capas, y el enrutamiento del DNP 3.0 puede realizarse por medio del TCP/IP, soportando también el UDP (User Datagram Protocol), lo cual no proporciona la comprobación de que los paquetes de información hayan llegado, igualmente se le es permitido comenzar a transmitir sin que se haya establecido previamente una conexión, lo cual no es provechoso en alguna clase de información que se transfiere en un sistema de potencia.

Referente al protocolo de transporte usado, por los protocolos IEC 61850, DNP 3.0 y el IEC 60870-5-104, hacen uso del TCP (Transmission Control Protocol), el cual es un protocolo orientado a conexión que garantiza que los datos serán entregados a su destino sin errores y en el mismo orden en que se transmitieron.

En el tercer nivel del protocolo DNP 3.0, el cual corresponde al de transporte, realmente no cumple con todas las especificaciones del modelo OSI, y por lo cual se suele denominar pseudo-nivel de transporte.

Para el direccionamiento que se realiza en los diferentes protocolos, podemos observar que intervienen varias capas del modelo OSI formando un stack específico.

La penetración a los mercados de los diferentes protocolos ha sido muy sectorizada, mostrando tendencias europeas y americanas; hasta le

llegada del IEC 61850, quien está presente en estos dos mercados eléctricos.

10. MAPAS DE RUTA PARA REDES INTELIGENTES (ROADMAP)

Para esta parte se recopila mapas de ruta de dos organizaciones de mucha influencia a nivel mundial, la primera es la NIST (National Institute of Standards and Technology) de los Estados Unidos, y la segunda es la unión de tres organizaciones europeas que les han otorgado la tarea de estandarizar y realizar este estudio, en dicho grupo se encuentra el CEN (Comité Européen de Normalisation), CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) y ETSI (European Telecommunications Standards Institute), de la unión europea.

Cada uno de ellos ha desarrollado un documento, en donde explican como conciben a las redes inteligentes, identificando actores y dominios, como se muestra en la figura 8, del NIST y la figura 9, se muestra una arquitectura de referencia realizada por el grupo técnico TC 57 de la IEC.

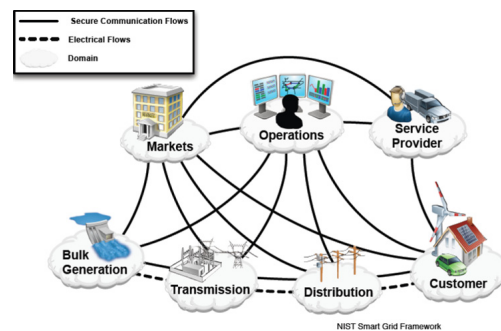


Figura 8. Interacción de los actores en diferentes dominios de una Smart Grid a través de una comunicación segura [1].

Para los dos grupos encargados en recomendar estándares y protocolos que colaboren a la realización de redes inteligentes, son muy importantes los desarrollos que se estén realizando en los diferentes grupos de investigación y normalización en el mundo, ya que así evitan la pérdida de tiempo en la realización de tareas que otros ya han realizado. Por lo tanto adoptan los trabajos realizados por la IEC, como el

siguiente grafico, en donde se observa una arquitectura de referencia, mostrando los estándares y protocolos que son necesarios para poder tener una red inteligente.

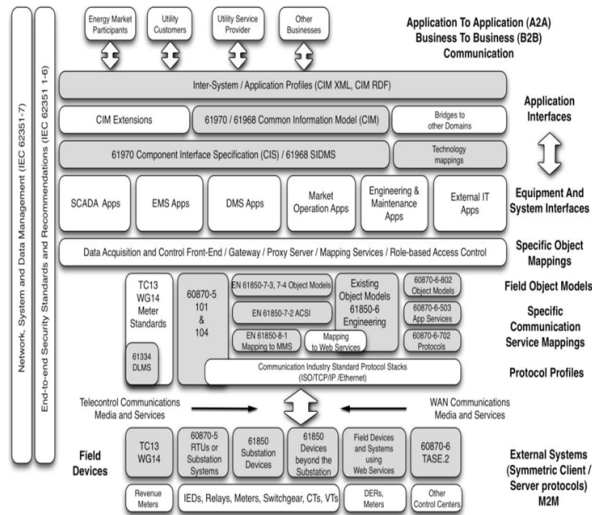


Figura 9. Arquitectura de referencia de IEC TC 57- IEC TR 62357 [2].

En los siguientes párrafos se expresan las ideas que tiene en común las dos organizaciones encargadas, de realizar el estudio de interoperabilidad entre estándares y protocolos; estos párrafos son filtrados, por la influencia del IEC 61850. Para la armonización de la comunicación de DNP 3.0 con el IEC 61850, siendo DNP 3.0 el protocolo de comunicación más utilizado a nivel de distribución y transmisión en la red eléctrica de América del Norte. Sin embargo, DNP3 no es completamente capaz de permitir todas las funciones previstas para una red inteligente (Smart Grid). Aun así, la red inteligente debe adaptarse y aprovechar los sistemas existentes de la red eléctrica actual. Esta armonización entre estos dos protocolos ya cuenta con la acogida del IEC con la adición de la parte IEC 61850-80-2 “guideline for exchanging information between networks implementing IEC 61850 and IEEE 1815 (DNP3)”.

- El NIST, ha determinado que la serie completa de la IEC 61850, es la apropiada para la comunicación dentro de la subestación, entre subestaciones y a los centros de control, incluyendo las plantas hidroeléctricas,

DER (Distributed Energy Resource) y sincrofasores. Esta también ha sido adaptada para las turbinas eólicas (IEC 61400-25) e interruptores (IEC 62271-3).

- El estándar IEEE C37.118, también es incluido dentro de los estándares recomendados para realizar una red inteligente, ya que este estándar define las especificaciones y comunicaciones que debe contener la información obtenida de los fasores medidos. En la nueva versión de este estándar se trabajó en la armonización con modelos de datos, el cual también tiene un documento en la familia del IEC 61850, adicionando este trabajo en la parte IEC 61850-90-5 “using IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118”.
- El estándar IEEE 1588 v.2 “standard for a precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems” ha sido seleccionado para la sincronización de tiempo y trabaja en conjunto con la IEC 61850-90-5 dedicada a la comunicación de datos recopilada por las PMU “Power Management Unit” para su medición fasorial.
- La parte IEC 61850-2 es tomada como una de las fuentes de referencias para las definiciones que se usaran para el ámbito de comunicación.
- La representación de los objetos que interactúan dentro y entre los subsistemas debe asegurar los niveles de interoperabilidad requeridos, por lo cual es obligatorio que cumpla con este requisito. El rol de los modelos de información es el medio que asegura este requerimiento de interoperabilidad, por lo cual el IEC 61850 cumple y está destinado para los subsistemas de potencia.
- Dentro de una jerarquía de información, encontramos al CIM (Common Information Model) IEC 61968 e IEC 61970, los cuales cubren el dominio de la distribución, transmisión, generación y medición, lo cual requieren comunicación con un modelado adecuado de la información, y en este ámbito el IEC 61850 juega un papel fundamental y en especial en las subestaciones eléctricas.

- En el campo de la automatización en la distribución, el estándar para las comunicaciones IEC 61850 también ofrece funcionalidades para el dominio de la automatización de la distribución.
- El grupo de estandarización para la unión europea denotan la importancia que ha tenido los estándares para la comunicación IEC 60870-5 e IEC 61850, ofreciendo una distinción en el manejo de estos estándares, siendo el IEC 61850 utilizado principalmente para la configuración y comunicación dentro de las subestaciones y el IEC 60870-5 se centra en la comunicación entre el EMS (Energy Management System) y las subestaciones.
- Una base fundamental del trabajo del grupo de estandarización es el aporte que realiza la IEC con los estándares y sus comités técnicos que ofrece para cumplir con una red inteligente, con esta idea reconocen que las derivaciones del estándar IEC 61850 a algunas áreas para la automatización de sistemas de potencia, es un gran aporte y en futuros trabajos del grupo de estandarización tendrán en cuenta las partes de este estándar para las centrales hidroeléctricas IEC 61850-7-410/510, sistemas fotovoltaicos, Celdas de combustible y sistemas de generación de respaldo BUGS (Back-up Generating Systems).
- El trabajo que se viene adelantando con la parte IEC 61850-90-3 (using IEC 61850 for condition monitoring), dedicado a la monitorización del estado en el ámbito de la energía de alimentación, debe ser alentada. La presente norma y protocolo para la comunicación en subestaciones debe incluir la comunicación y modelos de datos relevantes.

11. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES PARA LA MODERNIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN EL ÁREA DE TELECOMUNICACIONES

Para esta sección del trabajo de investigación, se analizaran algunos de los requerimientos futuros que debe tener una subestación, en el momento de modernizarse, en el área de las te-

lecomunicaciones; basados en los estándares y protocolos que están diseñados para satisfacer estas exigencias, los cuales colaboran en la formación de una red inteligente (smart grid).

11.1. Requerimientos de especificación de una subestación basada en IEC 61850

La IEC 61850 debe soportar cualquier solución en el mercado hoy y en el futuro, pero en la actualidad no existe una estandarización para la especificación de equipos basados en la norma IEC 61850, por lo tanto es muy probable que cada empresa lo realice de un modo diferente o al final no realice la especificación de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) en conformidad con la norma IEC 61850.

11.2. Requerimientos para equipos de telecomunicaciones

Los equipos que están dedicados a la telecomunicación dentro de una subestación deben cumplir con varios requerimientos, en cuanto a rendimiento de transmisión y características físicas que garanticen el rendimiento del equipo; por lo cual la IEC 61850 ha contado con una sección para los requerimientos que deben tener los equipos de comunicación estipulada en la parte IEC 61850-3 (communication networks and systems in substations – part 3: general requirements). En esta sección de la norma se realiza una relación de estándares relacionados a los requerimientos que deben tener los equipos de comunicación, para que actúen adecuadamente en las subestaciones eléctricas, ya que estos dispositivos estarán expuestos a condiciones normales y anormales que se puedan presentar.

11.3. Requerimientos para seguridad informática

Actualmente las redes de comunicación de las subestaciones están conectadas con las redes de las empresas, que a su vez estas están conectadas al internet o a su red privada de comunicación; lo cual genera algunos interrogantes en cuanto a la seguridad que pueden tener los procesos, y que tan vulnerables se encuentren

a ataques cibernéticos. Si el diseño de la subestación es implementado de manera deficiente y carece de seguridad cibernética adecuada, puede ser vulnerable a ataques cibernéticos. Con el tiempo, una falta de seguridad cibernética provocará una disminución en la confiabilidad del sistema de energía. La seguridad cibernética es un requisito clave para obtener confiabilidad. Con el incremento de la importancia de contar con seguridad cibernética para los procesos y en especial para el sector eléctrico, algunos gobiernos y grupos de investigación, se dedican a realizar estudios en estos temas, realizando publicaciones al respecto, algunas de estas investigaciones se presentan en normas como son, la IEC 62351 (power systems management and associated information exchange – data and communications security).

11.4. Requerimientos de alta disponibilidad

La alta disponibilidad de los equipos, es un requisito que se debe evaluar, ya que varía dependiendo de las aplicaciones y de la importancia de la subestación como de las funciones que cumple los equipos; sin embargo, la necesidad de aumentar los niveles de disponibilidad aumenta, ya que en ella está el éxito del funcionamiento correcto de las operaciones que deben ocurrir dentro de una subestación.

Se puede contar con redundancia de equipos como redundancia de comunicación, para lo cual existen trabajos técnicos en los cuales aclaran cuales son los requisitos para obtener redes con alta disponibilidad. La IEC ha publicado el documento IEC 62439- 3 (industrial communication networks – high availability automation networks - part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)), en el cual se tratan los temas de redundancia.

11.5. Requerimientos de protecciones eléctricas (PMU)

El requerimiento de que una subestación eléctrica cuente con PMU (Power Measurement Unit), es un requisito que se debe realizar para poder tener la posibilidad de monitorear la es-

tabilidad del sistema por medio de mediciones fasoriales.

Igualmente el papel que cumple la parte IEC 61850-90-5 (use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118), es de importancia ya que es el que provee el intercambio de información de los sincrofasores entre las PMU y WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) y para aplicaciones entre centros de control.

11.6. Requerimientos de sincronización de tiempo

La sincronización de tiempo común, es la clave para muchas aplicaciones de la red inteligente; para tal requerimiento, el trabajo conjunto de la IEEE con la IEC han publicado el estándar IEEE 1588 -2008 / IEC 61588- 2009 (precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems); el cual define el protocolo de precisión de tiempo (PTP – Precision Time Protocol).

12. CONCLUSIONES

La industria ha observado con detenimiento las características que tiene el estándar IEC 61850, considerándolo como un eslabón importante para la formación de la red inteligente, su cubrimiento al sistema eléctrico debe cubrir todas las áreas de comunicación, en donde exista el manejo de potencia eléctrica; esto se puede evidenciar en los mapas de ruta (roadmap). Los beneficios que ofrece la estandarización y modelado de los datos, el uso de tecnologías probadas y aceptadas por la industria, como lo es el Ethernet, el protocolo MMS (Manufacturing Message Specification, la referencia para modelos de información OSI (Open System Interconnection), el TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol), y XML (eXtensible Markup Language), entre otros estándares y protocolos posicionan al estándar IEC 61850, como el idóneo para afrontar los retos de la automatización de subestaciones, como de sistemas de potencia en general.

Los protocolos que componen al estándar IEC 61850, como lo son la transmisión de valores

muestreados (SV), los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) y el protocolo MMS (Manufacturing Message Specification), son un excelente conjunto de protocolos que trabajan adecuadamente para la comunicación interna como externa de una subestación, satisfaciendo los requerimientos de los sistemas de protección, control y supervisión.

La norma IEC 61850, desarrollado por el comité técnico TC 57 de la IEC (International Electrotechnical Commission), ha servido como base para los nuevos desarrollos de los comités técnicos TC 88 para la comunicación, monitoreo y control de parques eólicos, el TC 38 para el interfaz digital para transformadores de medida, TC 17 para el interfaz digital de los equipos de maniobra, TC 65 para redundancia en redes industriales, TC 13 para medidores inteligentes. Todos estos trabajos fortalecen al estándar IEC 61850, para que realice un papel representati-

vo dentro de las comunicaciones en las redes inteligentes.

En la descripción de la información, el protocolo IEC 61850, es la mejor opción, ya que a comparación con los demás protocolos, este cuenta con una semántica jerárquica, proporcionando un nombre para cada dato, el cual proporciona auto descripción de la información, ofreciendo facilidad en el momento de la interpretación; para proporcionar flexibilidad en la descripción del sistema.

La IEC 61850 debe soportar cualquier solución en el mercado hoy y en el futuro. Ya que en el momento de que en un futuro se desee migrar a otra tecnología que sea mejor que el Ethernet, solo se tendrá que modificar las capas que lo enlazan con las capas de aplicación, y no se perjudicará la estandarización que ofrece el IEC 61850.

Referencias Bibliográficas

- [1] NIST. (s.f.). National Institute of Standards and Technology. [En línea], consultado en Julio 2 del 2012, disponible en: <http://www.nist.gov>.
- [2] CEN, CENELEC, ETSI. (05 de Junio de 2011). [En línea], Consultado en Junio 1 del 2012, disponible en: <http://www.cenelec.eu/aboutcenelec/whatwedo/technologysectors/smartgrids.html>
- [3] K. Hubert, K; Introduction to the IEC 61850 substation communication standard. Jornada de Automación de Subestaciones Eléctricas con la Norma IEC 61850, p. 18, Bogotá, 2008.
- [4] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, IEC 61850-7-1: Basic communication structure – Principles and models, Mayo, 2011.
- [5] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, IEC61850-5: Communication requirements for functions and device models, Julio, 2003.
- [6] Schwarz, K. (13 de Mayo de 2009). News on IEC 61850 and related Standards. [En línea], consultado en Julio 6 del 2012, disponible en: <http://blog.iec61850.com/2009/05/iec-61850-9-2-le-process-bus-support-by.html>
- [7] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, IEC61850-7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes, Marzo, 2010.
- [8] IEC 61850 Communication networks and systems in substations IEC 61850-8-1 : - Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and ISO/IEC 8802-3, 2004.
- [9] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, IEC61850-6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, 2009.