



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MÈXICO.**



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN.

***“ESTUDIO Y ANALISIS DEL IMPACTO DE
LA NORMA IEC 61850 EN EL SECTOR
ELÈCTRICO”***

TESIS

QUE PRESENTA:

RODRÌGUEZ MORENO RAYMUNDO MIGUEL.

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELÈCTRICO.

DIRECTOR DE TESIS: **M. en C. RODRIGO OCÒN VALDEZ.**

México D.F., Diciembre 2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

Este trabajo de titulación se lo quiero dedicar a varias personas, pero primero que nada quiero darles un agradecimiento y una dedicatoria especial a las personas más importantes de mi vida, mis **PAPÁS**, por haberme dado la vida, por esforzarse día a día en darme lo mejor, por darme una buena educación y sobre todo por inculcarme el gusto por el estudio para poder ser un profesional en toda la extensión de la palabra, **GRACIAS** papás por su tiempo, sus desvelos, su paciencia, su ejemplo., pero sobre todo por el gran amor que día a día me demuestran, muchas gracias por todo, **LOS AMO** y quiero que sepan que son los **MEJORES PAPÁS DEL MUNDO**.

Abuelita, en donde quiera que estés, este logro también es tuyo, nunca te olvidaré.

También quiero dedicárselo a una persona muy especial para mí, en el tiempo que hemos estado juntos siempre me ha apoyado, me ha impulsado a conseguir este objetivo y a luchar por una superación personal y laboral, has sido parte muy importante en este logro, gracias **Vero, TE AMO**.

A todos mis **tíos, primos y amigos** que de alguna u otra forma han sido y serán parte importante en mi vida, gracias por su apoyo, sus consejos, sus regaños y sobre todo gracias por confiar en mí.

Y por ultimo y no por eso menos importante quiero agradecer a mi asesor, M. en C. Rodrigo Ocón Valdez., por compartir conmigo sus conocimientos, por su gran apoyo, pero sobre todo por su paciencia.
..... Gracias Profe.

Atte. Ing. Raymundo Miguel Rodríguez Moreno.

ESTUDIO Y ANALISIS DEL IMPACTO DE LA NORMA **IEC 61850** EN EL SECTOR ELECTRICO.

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	5
1.- CONCEPTOS BÁSICOS.	
1.1.- Conceptos Básicos Generales.	10
1.2.- Protocolos y Capas.	23
1.3.- Modelo OSI.	28
1.4.- Conceptos aplicados a la Norma IEC 61850.	29
1.5.- Sistemas de Control y Adquisición de Datos (SCADA), Evolución y tecnología actual.	40
2- AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES.	
2.1.- ¿Qué es una subestación?	45
2.2.- Clasificación de Subestaciones.	46
2.3.- Subestaciones Móviles.	49
3.- LA NORMA IEC 61850.	
✓ Descripción del contenido de la Norma.	57

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

4.- EJEMPLOS DE IMPLEMENTACIONES.	66
4.1.- Subestación “Sacrificios” en Veracruz.	67
4.2.- Implementación en el área Petroquímica de PEMEX.	74
4.3.- Implementación en la planta Eólica “La Venta II”.	84
4.4.- Estudio de futura implementación en una Subestación Brasileña.	95
CONCLUSIONES.	101
APENDICE A.	103
GLOSARIO.	111
BIBLIOGRAFIA.	112

INTRODUCCIÓN.



En el ámbito de la protección y automatización de subestaciones, la publicación de la norma internacional IEC 61850 para la automatización de subestaciones, en vigor desde 2005, se considera un avance importante en la tecnología de la energía eléctrica. Este gran paso ha sido el resultado de la aplicación de la tecnología más avanzada de la información y las comunicaciones a un campo que tradicionalmente se limitaba a la transmisión de bits y bytes por cable. Una vez que se ha realizado la transición a la tecnología de información y comunicaciones, se ha abierto todo un mundo de nuevas oportunidades que mejoran la compleja tarea de la ingeniería de los sistemas de automatización de subestaciones.

Cabe destacar que esta norma se desarrolló por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) para resolver los problemas de integración de los equipos de subestaciones eléctricas y es uno de los proyectos más ambiciosos que existen hoy en día por parte de la CEI, aunque está enfocada solo al área de las comunicaciones.

Para entender un poco acerca de esta norma, es necesario explicar por medio de un ejemplo el objetivo que persigue la norma CEI 61850 (con el prefijo IEC en el área anglosajona).

Recordando lo difícil que era (hace algunos años) enviar un archivo de datos de una empresa a otra, ya que dependía de la computadora y el sistema operativo que manejaran en dichas empresas, generalmente se tenía que contar con un programa de conversión, para poder recibir el fichero correctamente, pero lo más importante, poder leerlo, sin sufrir cambios.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Afortunadamente, en la actualidad las cosas son diferentes, ya que simplemente podemos enviar un correo electrónico con el archivo de datos adjunto, teniendo la certeza de que nuestro receptor no tendrá problemas al recibirlo y revisarlo, ya que no sufrirá modificaciones dicho archivo.

En el caso del sector eléctrico, aun nos encontramos con dificultades, hay un grupo importante de normas y protocolos que regulan las comunicaciones, estas comunicaciones que nos regulan la potencia activa y reactiva que circula por las líneas eléctricas, transmisiones que indican las protecciones y a la vez disparan los interruptores, entre otras. Esta norma pretende que las comunicaciones en los sistemas eléctricos de potencia den ese salto importante, para poder pasar de los protocolos a la etapa de los objetos, de los objetos reales que nos podemos encontrar en una subestación y que necesitan comunicarse entre sí.

Por otro lado la norma no solo se limita a la comunicación, sino que por otro lado, nos da la oportunidad de saber las propiedades de cada objeto real, sus características, la descripción de sus métodos, etc.

Los **objetivos** fundamentales de este trabajo de tesis son los siguientes:

- ❖ Realizar un estudio y análisis de la Norma IEC 61850 para subestaciones eléctricas.
- ❖ Mostrar el impacto de dicha norma en el sector eléctrico Nacional.
- ❖ Investigar y analizar la experiencia con la implementación de esta norma en el país y el resto del mundo.

Justificación:

Actualmente las grandes empresas se hacen más competitivas dentro de su ramo y cada vez adoptan más estrategias a fin de garantizar el éxito.

Estas organizaciones están adoptando herramientas de optimización, basadas en nuevos enfoques a fin de alcanzar el éxito a corto, mediano y largo plazo con el propósito de establecerse metas que permitan el alcance y cumplimiento de la Visión, Misión, Valores etc., dichos elementos comprometen tanto a empleados como supervisores a la identificación con la organización, creando un sentimiento de compromiso para alcanzar los objetivos de la misma.

La necesidad de estudiar, analizar e implementar la norma IEC 61850 traerá como beneficio la estandarización de la industria eléctrica en lo referente a la comunicación entre dispositivos de subestaciones de diversos fabricantes, la simplificación sustancial de tiempos, la exactitud de mediciones, etc.; esto con el fin de permitir el crecimiento de las subestaciones a costos mucho menores de lo que se hacía anteriormente y al mismo tiempo incrementando la confiabilidad de las mismas.

De esta forma la justificación puede verse desde diferentes puntos de vista:

Desde un punto de vista práctico, se estudian las problemáticas modernas presentadas en las subestaciones eléctricas respecto a la interoperabilidad de sus diversos componentes y dispositivos de medición y control, el excesivo número de protocolos de comunicación utilizados para realizar las tareas de protección y monitoreo de los equipos, los métodos de accesibilidad a los datos, etc. Este estudio permite conocer el estado actual de operación de la mayoría de las subestaciones eléctricas y de esta forma comprender el alcance y objetivos perseguido con la normalización IEC 61850, que como ya se

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

mencionó, una vez implementada, brindará la simplificación sustancial de tiempos, la exactitud de mediciones, y sobre todo mejorando la interoperabilidad de los componentes de la subestación. Desde el punto de vista laboral, esto implica mejoras en los tiempos de integración y sustitución de equipos nuevos, así como una mejor organización y control de la información, simplificando las tareas del ingeniero, permitiendo que éste dedique mayor a tiempo a los aspectos de operación y gestión de mantenimiento, más que a los problemas de comunicación entre equipos.

La implementación completa del estándar IEC 61850 no es un proceso simple, pues depende de aspectos técnicos, económicos e incluso sociales. Sin embargo, el aspecto teórico de la aplicación de la norma y el análisis de las implicaciones y su impacto, son definitivamente el punto de partida obligado para su implementación, la cual ya ha sido iniciada desde hace aproximadamente dos años en México.

Desde el punto de vista profesional, durante la realización del presente trabajo se pusieron en práctica los conocimientos adquiridos durante la carrera, abordando un tema de actualidad e interés internacional, dejando un documento escrito que espera sentar las bases sobre el tema y que pueda servir como referencia para estudios futuros más especializados.

Contenido del Trabajo:

En el primer capítulo se habla de conceptos básicos, los Protocolos y Capas, el Modelo OSI y se explica el Sistema SCADA.

En el segundo capítulo hablo básicamente acerca de la Automatización de Subestaciones, explicando que es una Subestación, su clasificación y también se habla de las Subestaciones Móviles.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

El capítulo tercero se enfoca a la estructura y breve descripción del contenido de la Norma IEC 61850.

Finalmente, el cuarto capítulo incluye varios ejemplos de los esfuerzos realizados para la implementación de la norma, tanto en subestaciones mexicanas como extranjeras.

Capítulo 1.

CONCEPTOS BÁSICOS.



1.1. CONCEPTOS BÁSICOS GENERALES.

1.1.1.- Subestación Eléctrica.

Una Subestación Eléctrica es una instalación empleada para la transformación del voltaje de la energía eléctrica.

El componente principal y normalmente más costoso de una Subestación Eléctrica es el transformador.

Las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar el voltaje de salida de sus generadores. En las cercanías de las poblaciones y los consumidores, se encuentran las subestaciones eléctricas reductoras para bajar el nivel de voltaje a niveles aptos para su utilización.

La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

para reducir las pérdidas resistivas que dependen de la intensidad de corriente . Las líneas de la subestación eléctrica están protegidas por disyuntores (o magnetotérmicos). También poseen aparatos de maniobra como interruptores y de protección como seccionadores.



Fig. 1.1 Subestación Eléctrica.

1.1.2.- Transformador.

Es un dispositivo que se encarga de “transformar” el voltaje, de corriente alterna que tiene a su entrada, en otro diferente que hay a su salida.

El Transformador se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han arrollado varias espiras (vueltas) de alambre conductor.

Al conjunto de espiras o vueltas se les llama bobinas y se clasifican en: Bobina primaria o “primario”, es la que recibe el voltaje de entrada, esta recibe un voltaje alterno, lo que provoca que circule una corriente alterna por ella, esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro.

Bobina secundaria o “secundario”, es la que entrega el voltaje transformado, esta bobina esta arrollada sobre el mismo núcleo de hierro, por lo tanto el flujo magnético que se induce en el “primario” circulara por las espiras de este, el secundario.



Fig. 1.2 Transformador.

1.1.3.- Relevador.

Un Relevador, también conocido como “relé”, es un dispositivo que controla el estado de un interruptor mediante una entrada eléctrica. En su interior, posee comúnmente una bobina que al energizarse -por Ley de Faraday- induce una fuerza magnética que cambia el estado del interruptor.

Existen relevadores con interruptores normalmente abiertos y normalmente cerrados (es decir sin flujo eléctrico). Además de esa característica también existen relevadores con múltiples entradas y múltiples interruptores.

1.1.4.- Disyuntor.

Es un interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas.

El interruptor diferencial está destinado a proteger la vida de las personas contra contactos accidentales de elementos bajo tensión.

En forma general podemos decir que un Disyuntor o interruptor diferencial es un dispositivo de protección eléctrica diseñado para proteger a las personas de un choque eléctrico.

1.1.5.- BUS.

Es una palabra inglesa que significa “Transporte”, un BUS nos permite hacer transferencias internas de datos que se dan en un sistema computacional.

En él, todos los nodos reciben los datos, aunque no se dirijan a todos, los nodos a los que no va dirigida la información, simplemente lo ignoran.

Existen tres clases de buses, de Datos, de Direccionamiento y de Control.

✓ **BUS de Datos:**

Mueve los datos entre los dispositivos del Hardware, ya sean de entrada (teclado, scanner, mouse, etc.), o de salida (impresora, monitor, disco duro, disquete, memoria flash, etc.).

✓ **BUS de Direccionamiento:**

Está vinculado al bloque de control del CPU, toma y coloca datos en el Sub - sistema durante la ejecución de los procesos de cómputo.

✓ **BUS de Control:**

Se encarga de transportar señales de estado de las operaciones efectuadas por el CPU con las demás unidades.

1.1.6.- Sistema de Comunicaciones.

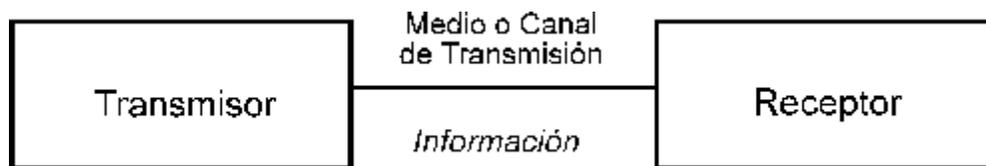
La *Comunicación* es la transferencia de *información con sentido* desde un lugar (remitente, fuente, transmisor) a otro lugar (destino, receptor).

Por otra parte *Información* es un patrón físico al cual se le ha asignado un significado comúnmente acordado. El patrón debe ser único (separado y

distinto), capaz de ser enviado por el transmisor, y capaz de ser detectado y entendido por el receptor.

Si la información es intercambiada entre comunicadores humanos, por lo general se transmite en forma de sonido, luz o patrones de textura en forma tal que pueda ser detectada por los sentidos primarios del oído, vista y tacto. El receptor asumirá que no se está comunicando información si no se reciben patrones reconocibles.

En la siguiente figura se muestra un diagrama a bloques del *modelo básico* de un sistema de comunicaciones, en éste se muestran los principales componentes que permiten la comunicación.



1.6 Elementos básicos de un sistema de comunicaciones.

✓ **Elementos del sistema.**

En toda comunicación existen tres elementos básicos (imprescindibles uno del otro) en un sistema de comunicación: el transmisor, el canal de transmisión y el receptor. Cada uno tiene una función característica:

a) El **Transmisor** pasa el mensaje al canal en forma de señal. Para lograr una transmisión eficiente y efectiva, se deben desarrollar varias operaciones de procesamiento de la señal. La más común e importante es la

modulación, un proceso que se distingue por el acoplamiento de la señal transmitida a las propiedades del canal, por medio de una onda portadora.

b) El **Canal de Transmisión** o medio es el enlace eléctrico entre el transmisor y el receptor, siendo el puente de unión entre la fuente y el destino. Este medio puede ser un par de alambres, un cable coaxial, el aire, etc. Pero sin importar el tipo, todos los medios de transmisión se caracterizan por la **atenuación**, es decir, la disminución progresiva de la potencia de la señal conforme aumenta la distancia.

c) La función del **receptor** es extraer del canal la señal deseada y entregarla al transductor de salida. Como las señales son frecuentemente muy débiles, como resultado de la atenuación, el receptor debe tener varias etapas de *amplificación*.

En todo caso, la operación clave que ejecuta el receptor es la *demodulación*, el caso inverso del proceso de modulación del transmisor, con lo cual vuelve la señal a su forma original.

1.1.7.- GATEWAY.

Una puerta de enlace o *gateway* es normalmente un equipo informático configurado para dotar a las máquinas de una red de área local (LAN) conectadas a él de un acceso hacia una red exterior, generalmente realizando para ello operaciones de traducción de direcciones IP.

Esta capacidad de traducción de direcciones permite aplicar una técnica llamada IP Masquerading (enmascaramiento de IP), usada muy a menudo para dar acceso a Internet a los equipos de una red de área local compartiendo una única conexión a Internet, y por lo tanto una única dirección IP externa.

Se podría decir que un gateway, o puerta de enlace, es un “router” que conecta dos redes.

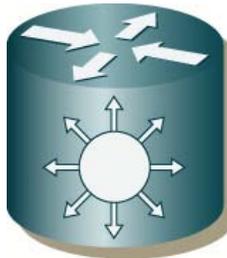


Fig. 1.7 Símbolo de un Gateway.

1.1.8.- SWITCH.

Un Switch es un dispositivo de propósito especial diseñado para resolver problemas de rendimiento en la red, debido a anchos de banda pequeños y embotellamientos. El Switch puede agregar mayor ancho de banda, acelerar la salida de paquetes, reducir tiempo de espera y bajar el costo por puerto. Opera en la capa 2 del modelo OSI y reenvía los paquetes en base a la dirección MAC.

El Switch segmenta económicamente la red dentro de pequeños dominios de colisiones, obteniendo un alto porcentaje de ancho de banda para cada estación final. No están diseñados con el propósito principal de un control íntimo sobre la red o como la fuente última de seguridad, redundancia o manejo.

Al segmentar la red en pequeños dominios de colisión, reduce o casi elimina que cada estación compita por el medio, dando a cada una de ellas un ancho de banda comparativamente mayor.

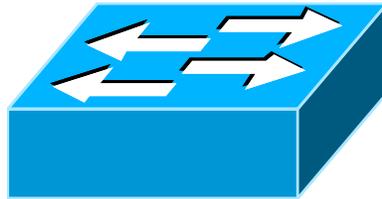


Fig. 1.8 Símbolo de un Switch.

1.1.9.- SERVIDORES.

Es una aplicación informática o programa que realiza algunas tareas en beneficio de otras aplicaciones llamadas clientes. Es posible que un ordenador cumpla simultáneamente las funciones de cliente y de servidor.

Un servidor no es necesariamente una computadora de última generación grande y monstruosa, no es necesariamente una supercomputadora; un servidor puede ser desde una computadora vieja, hasta una máquina sumamente potente. Todo esto depende del uso que se le dé al servidor.

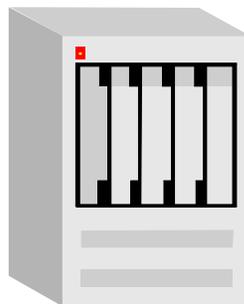


Fig. 1.9 Símbolo de un Servidor.

1.1.10.- HUB.

Un HUB (concentrador) es un dispositivo que permite centralizar el cableado de una red. Un concentrador funciona repitiendo cada paquete de datos en cada uno de los puertos con los que cuenta, excepto en el que ha recibido el paquete, de forma que todos los puntos tienen acceso a los datos. También se encarga de enviar una señal de choque a todos los puertos si detecta una colisión.

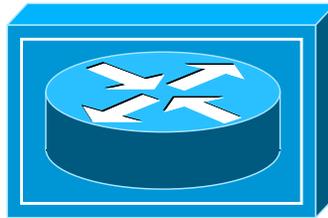


Fig. 1.10. Símbolo de un Hub.

1.1.11.- BRIDGE O PUENTE.

Un puente o bridge es un dispositivo de interconexión de redes de ordenadores que opera en la capa 2 (nivel de enlace de datos) del modelo OSI.

Este interconecta dos segmentos de red (o divide una red en segmentos) haciendo el pasaje de datos de una red para otra, con base en la dirección física de destino de cada paquete.

Un bridge conecta dos redes como una sola red usando el mismo protocolo de establecimiento de red.

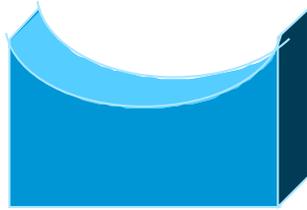


Fig. 1.11 Símbolo de un Puente o Bridge.

1.1.12.- REPETIDOR.

Es un dispositivo electrónico que recibe una señal débil o de bajo nivel y la retransmite a una potencia o nivel más alto, de tal modo que se puedan cubrir distancias más largas sin degradación o con una degradación tolerable.

El término repetidor se creó con la telegrafía y se refería a un dispositivo electromecánico utilizado para regenerar las señales telegráficas. El uso del término ha continuado en telefonía y transmisión de datos.

En telecomunicación el término repetidor tiene los siguientes significados normalizados:

1. Un dispositivo analógico que amplifica una señal de entrada, independientemente de su naturaleza (analógica o digital).
2. Un dispositivo digital que amplifica, conforma, retemporiza o lleva a cabo una combinación de cualquiera de estas funciones sobre una señal digital de entrada para su retransmisión.

En el modelo de referencia OSI el repetidor opera en el nivel físico.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

En el caso de señales digitales el repetidor se suele denominar **regenerador** ya que, de hecho, la señal de salida es una señal *regenerada* a partir de la de entrada.

Los repetidores se utilizan a menudo en los cables transcontinentales y transoceánicos ya que la atenuación (pérdida de señal) en tales distancias sería completamente inaceptable sin ellos. Los repetidores se utilizan tanto en cables de cobre portadores de señales eléctricas como en cables de fibra óptica portadores de luz.

Los repetidores se utilizan también en los servicios de radiocomunicación. Un subgrupo de estos son los repetidores usados por los radioaficionados.

Asimismo, se utilizan repetidores en los enlaces de telecomunicación punto a punto mediante radioenlaces que funcionan en el rango de las microondas, como los utilizados para distribuir las señales de televisión entre los centros de producción y los distintos emisores o los utilizados en redes de telecomunicación para la transmisión de telefonía.

En comunicaciones ópticas el término repetidor se utiliza para describir un elemento del equipo que recibe una señal óptica, la convierte en eléctrica, la regenera y la retransmite de nuevo como señal óptica. Dado que estos dispositivos convierten la señal óptica en eléctrica y nuevamente en óptica, estos dispositivos se conocen a menudo como repetidores electroópticos.

Como curiosidad histórica, cabe mencionar los repetidores telefónicos consistentes en un receptor (auricular) acoplado mecánicamente a un micrófono

de carbón y que fueron utilizados antes de la invención de los amplificadores electrónicos dotados de tubos de vacío.

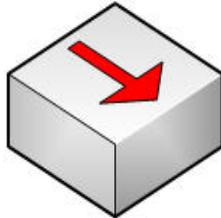


Fig. 1.12 Símbolo de un repetidor.

1.1.13.- ROUTER.

Es un Dispositivo de hardware o software para interconexión de redes de computadoras que opera en la capa tres (nivel de red) del modelo OSI.

El router interconecta segmentos de red, o algunas veces hasta redes enteras. Hace pasar paquetes de datos entre redes tomando como base la información de la capa de red.

El router toma decisiones basadas en diversos parámetros con respecto a la mejor ruta para el envío de datos a través de una red interconectada y luego redirige los paquetes hacia el segmento y el puerto de salida adecuados.

Comúnmente los routers se implementan también como puertas de acceso a Internet (por ejemplo un router ADSL), usándose normalmente en casas y oficinas pequeñas. Es correcto utilizar el término router en este caso, ya que estos dispositivos unen dos redes (una red de área local con Internet).

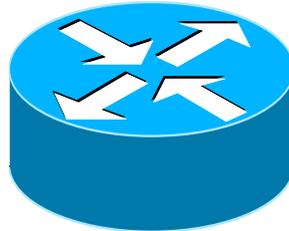


Fig. 1.13 Símbolo de un Router.

1.2.- PROTOCOLOS Y CAPAS.

1.2.1.- Protocolo.

Es el conjunto de normas y reglas, organizadas y convenidas de mutuo acuerdo entre todos los participantes en una comunicación.

Su misión es hacer que la comunicación entre todos los ordenadores de una red que están usando ese protocolo sea compatible y regular algún aspecto de la misma.

Estos protocolos son estandarizados por las asociaciones u organizaciones de estandarización, y los fabricantes toman en cuenta estos estándares para la realización de dispositivos tele-informáticos.

1.2.2.- TCP / IP.

Las aplicaciones modernas para trabajo en redes requieren de un sofisticado método de transporte desde una máquina a otra. Si se administra

una máquina que posea muchos usuarios, los cuales desean estar conectados simultáneamente a un servidor remoto o a una red, necesitará un modo de acceso para que puedan compartir la conexión a la red, sin que las acciones de cada uno interfieran con las de los demás.

La estrategia que un gran número de protocolos de red utilizan hoy día se llama *conmutación de paquetes* (packet-switching). Un *paquete* es un pequeño trozo de datos que se transfiere de una computadora a otra a través de una red. Esta transferencia ocurre a medida que el datagrama es transmitido a través de cada enlace en la red. Una red de conmutación de paquetes comparte un único enlace con muchos usuarios, enviando los paquetes alternadamente, desde un usuario a otro, a través de ese enlace.

La solución que muchos sistemas y posteriormente muchas plataformas, han adoptado, se conoce como TCP/IP. Cuando se habla de redes TCP/IP, siempre estará presente el término *datagrama*.

1.2.3.- Capas.

Son las redes de ordenadores, proveen al usuario de una serie de servicios, e internamente poseen unas funciones. Todo esto es realizado por las capas o niveles de la arquitectura que posee el tipo de red.

Las arquitecturas de las redes tienen una serie de capas superpuestas, una encima de otra, en la que cada una desempeña su función.

✓ Funciones y características de las capas:

- ❖ Permiten fraccionar el desarrollo del protocolo que usa.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- ❖ Las capas facilitan el entendimiento del funcionamiento global de un protocolo.
- ❖ Facilitan las compatibilidades, tanto de software como hardware de los distintos ordenadores conectados.
- ❖ La arquitectura o estructuras de capas son flexibles a la hora de modificarlas.

En lugar de usar el hardware de red directamente, las redes usan módulos de software que ofrecen interfaces de alto nivel para desarrollar aplicaciones.

Los Protocolos de red son un conjunto de reglas que especifican el formato de los mensajes y las acciones apropiadas en cada caso para transferir información entre computadores.

Se han diseñado varias herramientas para ayudar a los diseñadores de protocolos a entender las partes del problema de comunicación y planear la familia de protocolos. Una de estas herramientas y la más importante es el *modelo de capas*, esto es solo una manera de dividir el problema de la comunicación en partes llamadas “capas”. La familia de protocolos puede diseñarse especificando un protocolo que corresponda a cada capa.

La Organización Internacional de Normalización OSI definió uno de los modelos más importantes y el más utilizado, el modelo de siete capas.

1.2.4.- Las siete capas.

Aunque los conceptos sobre el diseño de protocolos han cambiado en los 20 años transcurridos desde el desarrollo del modelo OSI y muchos protocolos modernos no encajan en el modelo anterior, prevalece buena parte de la terminología del modelo OSI.

El modelo OSI es conocido porque ofrece una explicación sencilla de la relación entre los complejos componentes de hardware y de protocolo de red.

En el modelo OSI, la capa inferior corresponde al hardware y las capas sucesivas al software que usa la red.

EL SOFTWARE DE RED consiste en programas informáticos que establecen protocolos, o normas, para que las computadoras se comuniquen entre sí.

Estos protocolos se aplican enviando y recibiendo grupos de datos formateados denominados paquetes. Los protocolos indican cómo efectuar conexiones lógicas entre las aplicaciones de la red, dirigir el movimiento de paquetes a través de la red física y minimizar las posibilidades de colisión entre paquetes enviados simultáneamente.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

7	APLICACIÓN.	Se entiende directamente con el usuario final, al proporcionarle el servicio de información distribuida para soportar las aplicaciones y administrar las comunicaciones por parte de la capa de presentación.
6	PRESENTACIÓN.	Permite a la capa de aplicación interpretar el significado de la información que se intercambia. Esta realiza las conversiones de formato mediante las cuales se logra la comunicación de dispositivos.
5	SESIÓN.	Administra el diálogo entre las dos aplicaciones en cooperación mediante el suministro de los servicios que se necesitan para establecer la comunicación, flujo de datos y conclusión de la conexión.
4	TRANSPORTE.	Esta capa proporciona el control de extremo a extremo y el intercambio de información con el nivel que requiere el usuario. Representa el corazón de la jerarquía de los protocolos que permite realizar el transporte de los datos en forma segura y económica.
3	RED.	Proporciona los medios para establecer, mantener y concluir las conexiones conmutadas entre los sistemas del usuario final. Por lo tanto, la capa de red es la más baja, que se ocupa de la transmisión de extremo a extremo.
2	ENLACE.	Asegura con confiabilidad el medio de transmisión, ya que realiza la verificación de errores, retransmisión, control fuera del flujo y la secuenciación de las capacidades que se utilizan en la capa de red.
1	FISICO.	Se encarga de las características eléctricas, mecánicas, funcionales y de procedimiento que se requieren para mover los bits de datos entre cada extremo del enlace de la comunicación.

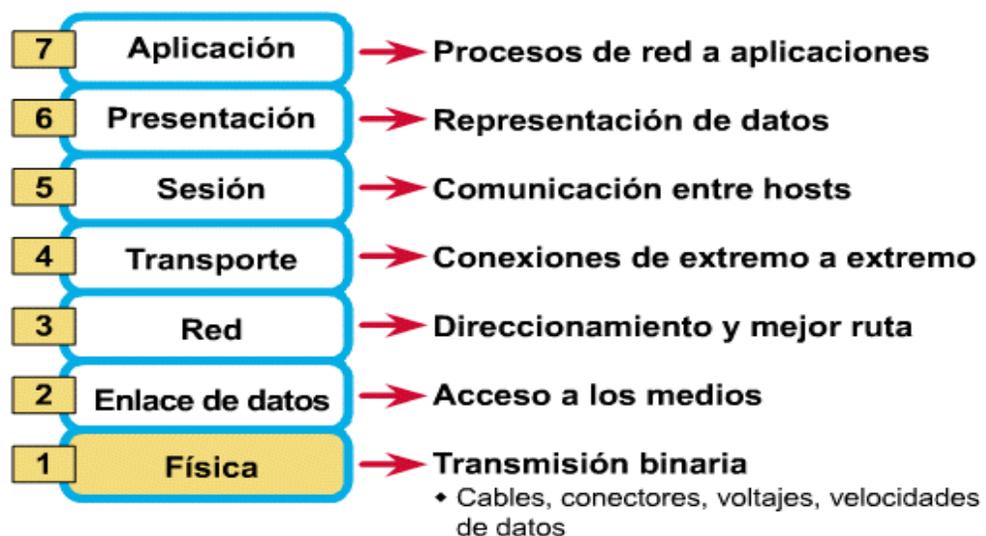
1.3.- MODELO OSI (Open System Interconnection).

Es un modelo de referencia creado por ISO (Organización de Estándares Internacionales), que proporciona a los fabricantes de equipo de cómputo, un conjunto de estándares que aseguran una mayor compatibilidad e interoperabilidad entre sus distintos tipos de tecnología de red. Fue creado por el problema de compatibilidad que se presenta entre los equipos que van a comunicarse debido a diferencias en:

- ✓ Procesador Central.
- ✓ Velocidad.
- ✓ Memoria.
- ✓ Dispositivos de Almacenamiento.
- ✓ Interfase para las Comunicaciones.
- ✓ Códigos de caracteres.
- ✓ Sistemas Operativos, entre otros.

Lo que hace necesario atacar el problema de compatibilidad a través de distintos niveles o capas.

Las 7 capas del modelo OSI



1.4.- LOS SIGUIENTES CONCEPTOS, APLICAN DIRECTAMENTE A LA NORMA IEC 61850.

1.4.1.- Alcance.

Esta parte de la norma se aplica a los sistemas de Automatización de la subestación. Define la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes, por sus siglas en inglés IED's, (DEI's en español) en la subestación y los requisitos relacionados del sistema.

1.4.2.- Interfaz abstracto del servicio de la comunicación.

El interfaz virtual a IED's proporciona la información abstracta que modelaba los métodos para los nodos de los dispositivos lógicos, los datos y las cualidades lógicas de los datos y la comunicación, mantiene por ejemplo la conexión, variables de acceso, transferencia de datos no solicitada, control de dispositivo y los servicios de transferencia del archivo.

1.4.3.- Punto de acceso.

El punto de acceso de la comunicación a IED's. Esto puede ser un puerto serial, una conexión de Ethernet, o un dependiente de la dirección del cliente o del servidor en el apilado que es utilizado. Cada servidor tiene solamente un punto de acceso lógico.

1.4.4.- Asociación.

Trayectoria establecida del transporte entre un cliente y un servidor para el intercambio de mensajes.

1.4.5.- Calidad.

Elemento nombrado de datos y de un tipo específico.

1.4.6.- Difusión.

Un mensaje de difusión contendrá típicamente la dirección del remitente y una dirección receptora global.

1.4.7.- Clase.

Descripción de un sistema de los objetos que comparten las mismas cualidades, servicios, relaciones y semántica.

1.4.8- Cliente.

Comunidad que solicita un servidor, o que recibe datos no solicitados de un servidor.

1.4.9.- Conexión de la comunicación.

Conexión que utiliza la comunicación tras la función de uno o más recursos para el transporte de la información.

1.4.10.- Configuración (de un sistema o de un dispositivo).

Paso en el diseño del sistema, por ejemplo que selecciona unidades funcionales, asignando sus localizaciones y definiendo sus interconexiones.

1.4.11.- Lista de la configuración.

Descripción de todas las versiones compatibles del hardware y del programa de componentes incluyendo las versiones del programa de instrumentos de apoyos relevantes, el funcionamiento detalla además los protocolos apoyados de la transmisión para la comunicación con los IED's de otro fabricante.

1.4.12.- Prueba de la conformidad.

El chequeo de datos de flujo en los canales de comunicaciones de acuerdo con las condiciones referentes a la organización del acceso, formatos y secuencias, sincronización de tiempo, forma y nivel de la señal y reacción a los errores, es decir la prueba de la conformidad se puede realizar y certificar al estándar o a las partes específicamente descritas del estándar. La prueba de la conformidad se debe realizar con el certificado del sistema de la ISO 9001.

1.4.13.- Conexión.

Asociación establecida entre las unidades funcionales para transportar la información. Una conexión se establece entre dos IED's antes de cualquier intercambio de datos. Una conexión puede ser de duración corta o de largo plazo.

1.4.14.- Nodo de la conectividad.

Es un punto identificable, nombrado, común de la conexión entre los terminales de los dispositivos primarios cuya única función es conectarlos eléctricamente con resistencia mínima. La conexión a un dispositivo se hace en una terminal del dispositivo. Un nodo de la conectividad puede conectar un número arbitrario de terminales (dispositivos).

1.4.15.- Control por Redundancia Cíclica (CRC).

Se calcula cada marco transmitido por el dispositivo que envía, el dispositivo de recepción recalcula el CRC para ese marco, según lo recibido, como comprobación para cualquier daño del tránsito en ese marco.

1.4.16.- Calidad de los datos.

Define el nombre (semántico), el formato, la gama de valores posibles, y la representación de valores mientras este siendo comunicado.

1.4.17.- Capa de transmisión de datos.

Capa 2 del OSI (modelo de referencia de Interconexión de Sistemas Abiertos), responsable de la transmisión de datos sobre un medio físico. Después del establecimiento de un acoplamiento, la capa 2 realiza el control de la tarifa de datos, la detección de error, la calidad de la supervisión del servicio y la recuperación de error.

1.4.18.- Objeto de los datos.

Parte de un objeto lógico del nodo que representa estado o la medida específica de la información.

1.4.19.- Clase del MODEM.

Lista nombrada de referencias pedidas a uno o más datos funcionalmente obligados o cualidades funcionalmente obligadas de los datos. Agrupan los objetos de uso general de los datos para la recuperación fácil.

1.4.20.- Función distribuida.

Cuando dos o más nodos lógicos están situados en diversos dispositivos físicos, juntos realizan una función. Puesto que todas las funciones se comunican de cierta manera, la definición de un local o de una función distribuida no es única sino depende de la definición de los pasos funcionales que se realizarán hasta que se termina la función.

1.4.21.- Distribución.

La referencia a un sistema de energía, se refiere a esa parte del sistema de energía que funciona en los voltajes típicamente hasta 69 kilovoltios.

1.4.22.- Transductor actual electrónico.

Transductor en el sistema actual que mide de la planta primaria y que proporciona la salida análoga y/o digital del nivel bajo (s).

1.4.23.- Transductor electrónico del voltaje.

Transductor en sistema de la planta primaria (s) que mide el voltaje y el abastecimiento de salidas digitales análogas del nivel bajo end / or.

1.4.24.- Ingeniería.

Primera fase de un proyecto, por ejemplo: diseño del detalle.

1.4.25.- Herramientas de la ingeniería.

Éstas apoyan la creación y la documentación de las condiciones para adaptar el SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones) a los requisitos específicos de la subestación y del cliente. Las herramientas de la ingeniería se dividen en la gerencia de proyecto, la parametrización y herramientas de la documentación.

1.4.26.- Equipo.

Entidad que realiza un transformador de la función del transporte de la energía. Por ejemplo, interruptor, línea. Puede ser independiente o interconectada a un sistema de la automatización vía un dispositivo integral o el dispositivo externo asociado.

1.4.27.- Expansibilidad.

Criterio para la extensión rápida y eficiente para un SAS (hardware y software) por medio de las herramientas de la ingeniería.

1.4.28.- Prueba de aceptación de fábrica.

El cliente acepta la prueba funcional de la instalación específicamente manufacturada del SAS o de sus piezas, usando el sistema de parámetro para el uso previsto. Esta prueba se debe realizar en la fábrica del integrador del sistema por medio del proceso que simula el equipo de prueba.

1.4.29.- Flexibilidad.

Criterio para la puesta en práctica rápida y eficiente de cambios funcionales, incluyendo la adaptación del hardware, en un SAS por medio de las herramientas de la ingeniería.

1.4.30.- Funciones.

Generalmente, las funciones intercambian datos por otras funciones. Los detalles son dependientes en las funciones implicadas. Las funciones son realizadas por IEDs (dispositivos físicos). Una función se puede partir en las piezas que residen en diversos IEDs pero que se comunica uno a otro (función distribuida) y con las partes de otras funciones. Estas piezas que se comunican se llaman los nodos lógicos.

En el contexto de este estándar, la descomposición de funciones es gobernada por el comportamiento de la comunicación solamente. Por lo tanto, todas las funciones consideradas consisten en los nodos lógicos que intercambian datos.

1.4.31.- Datos Funcionalmente Limitados.

Referencia a una colección ordenada de los datos que tenga la misma limitación funcional.

1.4.32.- Centro.

Activo componente de red. Cada puerto de un hub tiene vínculos individuales, segmentos de los medios de comunicación para crear una red más amplia que opera como una única LAN (Red de Área Local). Las colisiones en la red son posibles.

1.4.33.- Máquina de interfaz humana (HMI).

Pantallas de visualización, o dispositivo autónomo, la presentación de los datos en un formato lógico, con el que el usuario interactúa. Una HMI suele presentar las ventanas, iconos, menús, punteros y puede incluir un teclado numérico para permitir el acceso de los usuarios y la interacción.

1.4.34.- Parámetros del IED.

Todos los valores de los parámetros necesarios para la definición del comportamiento del IED y su adaptación a las condiciones de la subestación. En caso de que el IED funcione de manera autónoma, puede generarse sin parámetros del sistema, utilizando una herramienta de parametrización específica del IED. En caso de que el IED sea una parte del SAS, el IED puede incluir parámetros del sistema, que debe ser coordinada por una parametrización en la herramienta SAS.

1.4.35.- Aplicación.

Fase de desarrollo en que el hardware y software de un sistema están en funcionamiento.

1.4.36.- Información.

Los conocimientos relativos a los objetos, como los hechos, eventos, cosas, procesos o ideas, incluyendo conceptos, que dentro de un determinado contexto tiene un significado particular.

1.4.37.- Inspección.

Actividad, como la medición, el examen, el ensayo o medición de una o más características de una entidad y comparar los resultados con los requisitos especificados con el fin de establecer si se logra la conformidad para cada característica.

1.4.38.- Instancia.

Entidad que tiene una identidad única, con los atributos de una determinada clase, en los que una serie de servicios pueden aplicarse y que tiene un estado que almacena los efectos de los servicios. "Instancia" es sinónimo de "objeto".

1.4.39.- IED (Dispositivo Electrónico Inteligente).

Cualquier dispositivo con la incorporación de uno o varios procesadores, con la capacidad para recibir o enviar datos de control, o, una fuente externa, por ejemplo enlaces digitales, controladores., etc.

1.4.40.- Intercambiabilidad.

Posibilidad de reemplazar un dispositivo suministrado por un fabricante con un dispositivo suministrado por otro fabricante, sin realizar cambios en los demás elementos del sistema.

1.4.41.- Interfaz.

Comparte frontera entre dos unidades funcionales, definida por características funcionales, por ejemplo las características comunes de interconexión física, la señal de las características o de otra índole, según proceda, y la prestación de un conjunto de servicios declarados.

1.4.42.- Interfaz de las funciones relacionadas con el nivel de la estación.

Funciones en representación de la interfaz SAS locales de la estación de operador HMI a un centro de control remoto Tele Control Interfase (TCI) o por la lejanía de ingeniería Tele Vigilancia Interfase (TMI) para el seguimiento y mantenimiento. Estas funciones comunican a través de las interfaces lógicas 1 y 6 con el nivel y la bahía a través de la interfaz lógica 7 a los servicios técnicos y de control remoto a través de la interfaz con el mundo exterior. Lógicamente, no hay ninguna diferencia si el HMI es local o remoto. En el contexto de la subestación, existe al menos una interfaz virtual para el SAS en la frontera de la subestación.

1.4.43.- Interoperabilidad.

Capacidad de dos o más artefactos improvisados del mismo proveedor, o de diferentes proveedores, para intercambiar información y utilizar esa información para la correcta ejecución de determinadas funciones.

1.4.44.- Ciclo de vida.

De un sistema o artefacto improvisado, abarca todas las etapas, desde la viabilidad y concepción hasta la fase final de la fase de desmantelamiento.

1.4.45.- Red de área local (LAN).

Red de comunicaciones que suele cubrir la zona dentro de un edificio o complejo industrial de los pequeños. En el contexto de esta norma, dentro de la zona de la subestación.

1.4.46.- Log.

Registro (diario), de los datos ordenados cronológicamente, por ejemplo eventos con el tiempo, las etiquetas y las anotaciones.

1.4.47.- Conexión lógica.

Enlace de comunicación entre nodos lógicos.

1.4.48.- Nodo Lógico.

Un nodo lógico es un objeto definido por sus datos y métodos.

1.4.49.- Nodo Lógico de Datos.

La información contenida dentro de un nodo lógico. El término abarca ACSI datos, el control de los bloques, etc.

1.4.50.- Sistema Lógico.

Unión (a través de sus nodos lógico) de todas las funciones de comunicación de la aplicación general de la realización de algunas tareas como por ejemplo "la gestión de una subestación". La frontera de un sistema está dada por su lógica o interfaces físicas: ejemplos son los sistemas industriales, los sistemas de gestión, sistemas de información, etc.

1.4.51.- Mensaje.

Atributo inherente de una comunicación entre el IED y las funciones que transmite el servicio de datos específicos o comandos, en la recepción que se espera que se tomen medidas.

1.4.52.- Modelo.

Representación de algunos de los aspectos de la realidad. El propósito de la creación de un modelo es ayudar a comprender, describir, o predecir cómo funcionan las cosas en el mundo real mediante la exploración de una representación simplificada de una determinada entidad o fenómeno.

1.4.53.- Multicast.

Uni-direccional, conexión de comunicación entre un servidor y un conjunto seleccionado de clientes.

1.4.54.- Negativas de la prueba.

Test para comprobar la correcta respuesta de un dispositivo o un sistema para el siguiente estándar:

- IEC 61850 conforme la información y los servicios que no se aplican en el sistema o dispositivo bajo prueba.

1.4.55.- Red.

Capa 3 del modelo de referencia OSI para la Interconexión de sistemas abiertos, proporciona los medios funcionales y de procedimiento de conexión o conexión en modo de transmisión, también la independencia de enrutamiento de las comunicaciones y transmisión de consideraciones, lo que permite la transparencia de los datos entre entidades de transporte.

1.4.56.- Objeto nombre.

Única referencia completa de un identificador de datos específicos, que es único en el dominio de SAS, o dentro de un dominio específico.

1.4.57.- Parámetros.

Las variables que definen el comportamiento de las funciones de la SAS dentro de un determinado rango de valores.

1.4.58.- Dispositivos físicos.

Equivalente a un IED que se utiliza en el contexto de esta norma.

1.4.59.- Capa física.

Capa 1 del modelo de referencia OSI para la Interconexión de Sistemas Abiertos, ofrece la mecánica, la electricidad, los medios funcionales y de procedimiento para activar, mantener y desactivar conexiones físicas para la transmisión de bits entre entidades de enlace de datos.

1.4.60.- Nodo físico.

Punto de conexión de un dispositivo físico de una red de comunicación. Un nodo es un material multifuncional capaz de proporcionar tanto la comunicación de servidor como la de la cartografía a la subestación real IED.

1.4.61.- Punto a punto.

Enlace uno a uno de comunicación entre dos nodos, utilizado sólo para la comunicación entre esos dos nodos.

1.5.-SISTEMAS DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA), EVOLUCIÓN Y TECNOLOGÍA ACTUAL.

Por principio de cuentas es necesario decir que **SCADA** significa “**Supervisory Control And Data Adquisition**”, es decir: “**Adquisición de Datos y Control de Supervisión**”.

Es una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre computadoras, en el control de producción, nos proporciona comunicación con los dispositivos de campo, que pueden ser controladores autónomos, autómatas programables, etc. Por otro lado nos permite controlar el o los procesos de forma automática desde la pantalla de la computadora.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Una de sus ventajas más importantes es que provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, ya sean del mismo nivel o algunos supervisores dentro de la empresa, como lo son: Control de Calidad, Supervisión, Mantenimiento, etc.

En este sistema, generalmente existe una computadora, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, además de dar tratamiento de datos y un control de procesos.

La comunicación se realiza mediante BUSES o Redes LAN. Generalmente todos los procesos se ejecutan en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta, la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

En términos generales, sistema SCADA se refiere a todos los programas necesarios y en su caso al Hardware adicional que se necesite.

Dentro de las prestaciones que nos brinda un sistema SCADA, podemos mencionar las siguientes:

- ✓ Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.

- ✓ Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser exportados para su proceso sobre una hoja de cálculo.

- ✓ Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómeta, bajo ciertas condiciones.

- ✓ Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre el CPU de la computadora.

Gracias a estas prestaciones, nos es posible desarrollar aplicaciones para computadoras, en las cuales se puede incluir captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a discos y/o impresoras, etc.

Es conveniente mencionar que todas las actividades antes descritas, se llevan a cabo gracias a un paquete de funciones, este incluye zonas de programación en un lenguaje de uso general (Lenguaje “C”, Lenguaje “Pascal”, Lenguaje “Basic”, etc.). Algunos SCADA nos ofrece la posibilidad de tener librerías de funciones para lenguajes de uso general que nos permitan personalizar de manera muy amplia la aplicación que deseemos realizar en dicho SCADA.

Para que el funcionamiento de un sistema SCADA sea perfectamente aprovechado, debe cumplir con varios objetivos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- ✓ Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- ✓ Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).

- ✓ Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

Los módulos o bloques de software que nos permiten llevar a cabo la Adquisición de Datos y Control de Supervisión, son los siguientes:

- ✓ Configuración:

Permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.

- ✓ Interfaz gráfico del operador:

Proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en la computadora de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.

- ✓ Módulo de proceso:

Ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.

- ✓ Gestión y archivo de datos:

Se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

✓ Comunicaciones:

Se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

Los sistemas SCADA en las compañías proveedoras de energía eléctrica llevan información vital que permite a los ingenieros detectar problemas y hacer ajustes para mejorar la operación y el servicio. Con la adopción de sistemas de conectividad, los sistemas SCADA han desarrollado nuevas vulnerabilidades. Ya sea a través de enlaces a Internet, redes corporativas o locales, la operación es vulnerable a interrupción del servicio lo cual puede causar fallas en el servicio de energía eléctrica.

Desafortunadamente, debido a las preocupaciones sobre el desempeño de los sistemas, los operadores rara vez aplican medidas de seguridad efectivas. El enfoque a proteger los sistemas SCADA ha sido adoptado primero en el sector de las compañías eléctricas, sin embargo las mismas vulnerabilidades y estrategias de protección aplican en donde quiera que se usen sistemas SCADA.

Cada vez más compañías eléctricas están enlazando sus sistemas SCADA a sus redes corporativas. Este nuevo esquema de conectividad permite a los ingenieros trabajar remotamente y obtener datos instantáneamente de los sistemas SCADA para una mejor toma de decisiones.

Capítulo 2.

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.



2.1.- ¿Qué es una Subestación?

Una **subestación** es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

Las subestaciones son nodos importantes en la red de transporte y distribución. Dentro de las subestaciones, la energía eléctrica se transforma al nivel de tensión adecuado: alta tensión para el transporte, media tensión para la distribución.

La transformación se efectúa con transformadores de potencia, que pueden alcanzar el tamaño de una vivienda residencial. Además de la transformación, es necesario conmutar la corriente eléctrica, conectándola y desconectándola mediante interruptores automáticos para alimentar las líneas correspondientes.

Los interruptores, bajo el control de dispositivos de protección, pueden cortar corrientes muy elevadas en unos pocos milisegundos en caso de emergencia; es decir, pueden aislar averías en líneas y equipos de subestaciones, evitando así que sus efectos se propaguen por toda la red. Las subestaciones están equipadas también con diversos equipos de medida para registrar la intensidad y la tensión existentes en las líneas, así como el flujo de energía.

2.2.- Clasificación de las Subestaciones.

Las subestaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- *Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas:*

Estas se encuentran en las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 kV y la transmisión depende del volumen, la energía y la distancia.

- *Subestaciones receptoras primarias:*

Se alimentan directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de sub-transmisión o redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 kV.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- Subestaciones receptoras secundarias:

Generalmente estas están alimentadas por las redes de sub-transmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 y 6.9 kV.

Las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie:

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.

- Subestaciones de tipo interior:

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

- Subestaciones tipo blindado:

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización.

Para la compañía responsable de una red que puede abarcar todo un país y que alimenta a numerosas zonas, las subestaciones son los puntos de control para que la red funcione y sea estable. En consecuencia, las

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

subestaciones deben garantizar un funcionamiento fiable y seguro. Para conseguir estos requisitos de calidad y seguridad, los ingenieros que proyectan, construyen y prueban una subestación deben conducirse con la máxima diligencia. Además del adecuado funcionamiento físico de todos los dispositivos de la configuración, el sistema de automatización de la subestación que controla la respuesta en tiempo real debe poder enfrentarse a todas las posibles situaciones que se presenten en una red eléctrica compleja.

Con el propósito de incrementar la calidad de los servicios en la energía eléctrica, mejorar el proceso de identificación de pérdidas de energía, aumentar la eficiencia de los equipos, contar con estadísticas más completas de perfiles de consumos de carga, entre otras aplicaciones, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) lleva a cabo la modernización en automatización de subestaciones y centros de operación regional de redes eléctricas de distribución.

La base tecnológica para realizar estos programas, requiere de automatizar los esquemas operativos de la subestación y centros de distribución que supervisan los eventos del proceso eléctrico.

Como parte fundamental de la automatización de subestaciones, se ha considerado la integración de sistemas que permitan operar las subestaciones a través de sistemas de supervisión y control local o remoto, sistemas inteligentes de protección que cuenten con capacidad de almacenamiento de información, supervisión y control como los IED's, equipo de medición inteligente, registradores de eventos, sistemas de información con acceso de intercomunicación a las redes LAN así como equipos concentradores de datos de medición de energía, entre otros equipos. Con ello, se busca conocer el estado operativo de la subestación de modo que permita contar con

información operativa en tiempo real, así como procesar fuera de línea reportes, balances y análisis de energía requeridos por las transacciones de energía interna entre la Comisión Federal de Electricidad y LyFC y, en el futuro, por mecanismos de mercado de energía.

2.3.- SUBESTACIONES MOVILES.

Las subestaciones móviles de potencia son equipos utilizados para mejorar la flexibilidad y confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia y al igual que en el caso de una subestación convencional el transformador es uno de los elementos más importantes para garantizar su correcta operación.

El uso de subestaciones móviles de potencia para mejorar la flexibilidad y confiabilidad en los sistemas eléctrico no es un tema nuevo, pues su aplicación se puede constatar desde los inicios del siglo pasado, no obstante los requerimientos para su diseño, construcción y pruebas han ido adaptándose continuamente a las necesidades modernas, las herramientas de diseño han sufrido mejoras notables en la última década, con la llegada de software y computadoras que hacen posible simular los esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos tanto en situaciones normales como en situaciones especiales. La integración de dispositivos inteligentes electrónicos en las subestaciones representa un reto para los diseñadores y operadores, cada uno de estos dispositivos proporciona una cantidad importante de información, la cual debe ser enviada a los centros de control utilizando los protocolos adecuados. Esto último implica que las comunicaciones y los sistemas de protección digitales sean elementos indispensables para determinar la confiabilidad de la subestación completa.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

En forma general una subestación móvil se compone principalmente de un transformador de potencia monofásico ó trifásico, pararrayos en el lado de alta y baja tensión y dependiendo de la situación particular puede incluir equipos adicionales como: Fusibles en alta tensión, cuchillas y/o interruptor de desconexión en AT, reactores ó resistencias de puesta a tierra, interruptores en baja tensión que incluyen equipo de control, medición y protección, transformador de servicios auxiliares, unidades terminales remotas (RTU) y equipos terminales ópticos (ETO); todo estos montados sobre una o varias plataformas para facilitar su manejo y transporte.

Las subestaciones móviles son utilizadas en situaciones como:

➤ Para incrementar la continuidad del servicio durante emergencias:
Son utilizadas para sustituir a una subestación completa en caso de alguna condición de falla en los equipos principales; minimizando de esta forma el tiempo que queda sin energía la carga.

➤ Para asegurar el servicio durante situaciones de mantenimiento:
La subestación puede usarse para sustituir alguna subestación que se encuentre en proceso de mantenimiento, realizando actividades como el desgasificado de sus transformadores principales, reparación de cambiadores bajo carga, limpieza de boquillas y aisladores, pruebas de campo, etc.

➤ Para incremento temporal de la capacidad suministrada:
Son utilizadas para sustituir a una subestación, mientras esta se encuentra en proceso de expansión ó en el caso en que la subestación permanente se encuentre en proceso de construcción. También la subestación móvil puede compartir la carga con la subestación permanente para el manejo de los picos

de temporada y así ayudar a disminuir el prematuro envejecimiento de los transformadores sobrecargados.

- Para instalaciones permanentes y semi – permanentes:

El costo de una subestación móvil construida y probada en fábrica minimiza el tiempo y costos asociados a la ingeniería, terrenos, construcción y puesta en marcha de una subestación fija similar, hasta en un 30%.

Las subestaciones móviles normalmente son embarcadas, después de pasar todas las pruebas de laboratorio, con todos sus accesorios y su aceite aislante, por lo que están listas para su utilización inmediata.

Pueden tener una construcción tipo Columnas ó tipo Acorazado. Los Transformadores tipo acorazado tienen una construcción básica en la cual los devanados primario y secundario se encuentran rodeados por el circuito magnético.

Por otra parte, los transformadores tipo columnas utilizan devanados concéntricos colocados sobre las piernas del núcleo; es decir en esta construcción los devanados envuelven al núcleo magnético. Puesto que el núcleo se encuentra aterrizado, la práctica común es colocar el devanado de menor voltaje más cerca de este. Los devanados son soportados por tubos de cartón prensado de alta densidad.

Aunque en forma general los transformadores usados para las subestaciones móviles son similares a los transformadores de potencia normales, existen ciertos aspectos que deben ser considerados durante la etapa de diseño y de los cuales hablaré a continuación:

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- Los transformadores para subestaciones móviles deben ser en general más compactos debido a las limitaciones de espacio y peso. De esta forma estos transformadores normalmente son especificados y diseñados con valores altos de impedancia y consecuentemente presentan alta regulación de voltaje. El efecto de tener un transformador con alta impedancia permite reducir las fuerzas de corto circuito en el equipo y en consecuencia el diseño de los devanados debe ser menos robusto, ganando peso y espacio. En la parte mecánica del tanque y elementos de soporte, el uso de aceros de mayor resistencia y aluminio en ciertas partes estructurales ayudan a reducir aún más los pesos. Gran parte de estas tareas son optimizadas gracias al uso de herramientas avanzadas de cálculo, tales como los programas de elemento finito.

- En este tipo de transformadores es común el uso de diferentes niveles de voltaje en los devanados, con el fin de proporcionar mayor flexibilidad en servicio. Esto se logra por medio de dispositivos de operación manual ó motorizada, que se diseñan para cambiar las conexiones internas de las bobinas. Cambios entre conexiones serie y paralelo de los devanados son comúnmente utilizados para obtener los niveles de tensión requeridos, así como también en ciertos casos es requerida la conexión del equipo como auto-transformador. Al tenerse diferentes posibilidades de conexión en las bobinas, la construcción y diseño se vuelven complicadas debido al número de guías y derivación manejadas. Durante la etapa de diseño se deben revisar a detalle cada una de las configuraciones de las bobinas para verificar su comportamiento mecánico, térmico y dieléctrico, especialmente las distribuciones de esfuerzos eléctricos en bobinas, ante tensiones transitorias (impulso) para cumplir en cada caso con los requerimientos necesarios.

- Una de las mayores diferencias entre los transformadores móviles y los

transformadores fijos es la elevación de temperatura promedio de los devanados.

Puesto que las subestaciones requieren diseño compactos y ligeros para su fácil transporte; es común que estas se diseñen para manejar elevaciones de temperatura promedio en los devanados de hasta de 95 °C. En estos casos el uso de aislamientos sintéticos es obligado en todas las partes que se encuentran directamente en contacto con las partes conductoras de corriente y en donde los aislamientos en contacto con los devanados alcancen temperaturas excesivas. Este tipo de aislamientos a base de fibras sintéticas de Aramid (polyamide aromático) pueden soportar temperaturas de 220 °C vs los 105 °C del papel normal y 120 °C del papel termo-estabilizado. Esto implica que durante la etapa de diseño se deban estimar correctamente los puntos calientes (Hot Spot) dentro del transformador considerando además las condiciones de sobrecarga especificadas.

- La reducción en tamaño del transformador implica que las densidades de corrientes en los conductores sean mayores a las normalmente usadas en transformadores normales, incrementando consecuentemente los niveles de pérdidas y por lo consiguiente la práctica común es utilizar enfriamiento forzado de aceite y aire (FOA), constituido normalmente por intercambiadores de calor (enfriadores) para poder disipar el calor y al mismo tiempo mantener el diseño compacto.

- Debido a los esfuerzos mecánicos en el transformador durante el proceso de transporte de las subestaciones por carretera, el diseño debe verificarse para condiciones de circulación por terrecería a alta velocidad. Referente a esto, en este mismo trabajo se muestran los resultados de pruebas

en campo realizadas a una subestación móvil de 230 kV para conexión en anillo.

- Las subestaciones móviles se diseñan para que puedan ser operadas y recibir energía con desniveles máximos de 5°, aunque los diseños pueden contemplar desniveles de hasta 20° sin voltearse, dependiendo las especificaciones particulares.

Todo el equipo eléctrico debe estar perfectamente distribuido sobre las plataformas especialmente diseñadas para esta aplicación y proporcionar una máxima movilidad, cuidando al mismo tiempo que las distancias eléctricas de los equipos cumplan con los niveles de tensión especificados. Para lograr esto muchas veces es necesario utilizar soportes deslizables para mantener dentro de los límites las dimensiones de transporte. Las bases son equipadas con frenos de aire e incluyen: gatos hidráulicos para liberar el peso de la llantas, accesorios para conexión del sistema de frenado con el remolque, dispositivo de anclaje para mantener la plataforma estacionada cuando se desconecta del remolque, compartimientos para guardar herramientas, soportes verticales, loderas, luces de indicación de alto, reversa y vuelta, malla perimetral protectora, gatos hidráulicos para nivelación de la base y defensa posterior para protección de la luces.

A diferencia de una subestación fija, en una subestación móvil los esfuerzos dinámicos producidos durante el transporte deben ser considerados durante la etapa de diseño de las plataformas y el transformador.

En las subestaciones modernas el manejo de la información generada por los dispositivos de protección y monitoreo es canalizada a los centros de control por medio de sistemas de comunicación analógicos y digitales a

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

velocidades elevadas, utilizando de manera eficiente el ancho de banda con diferentes tipos de conexión para flujos de tráfico e información.

El medio de comunicación tiene la función primordial de enviar la información recolectada por los elementos de monitoreo y protección, asegurándose que cumpla por lo menos con las siguientes características:

- a) Disponibilidad: El canal de comunicaciones para los datos de tiempo real deberá tener una disponibilidad de tiempo por lo menos al 98%. Esta disponibilidad es monitoreada y verificada al menos una vez al mes para detectar que cualquier enlace esté fallando en forma intermitente.
- b) Confidencialidad e Integridad: Independientemente del medio de comunicación que se escoja para enlazarse a la UTR, el operador deberá asegurarse que la transmisión de datos sea segura y confiable.
- c) Multiplexión Digital: Éste termino fue introducido hace 20 años y permitió que las señales de comunicaciones analógicas sean portadas en formato digital sobre la red. El tráfico digital puede ser portado mucho mas eficientemente y permite monitoreo de errores para propósito de calidad.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- d) Esquemas de Protección: Éstos han sido estandarizados para asegurar la disponibilidad del tráfico. Si llegara a ocurrir una falla o ruptura de la fibra, el tráfico podría ser conmutado a una ruta alternativa, de modo que el usuario final no sufriera interrupción alguna en el servicio.



2.3.- Subestación móvil con transformador tipo columnas de 45 MVA, 230 kV,

Capítulo 3.

LA NORMA IEC 61850.



Seguramente no hemos oído hablar de esta norma, sin embargo si tu actividad está relacionada con el sector eléctrico, es probable que no pase mucho tiempo antes de que te veas influido de alguna manera por ella.

Ésta norma quizá sea el proyecto más extenso y ambicioso de normalización llevado a cabo por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

La arquitectura IEC 61850 se encuadra dentro del objetivo de la normalización internacional de las comunicaciones entre dispositivos inteligentes en el ámbito de una subestación eléctrica. En realidad es un conjunto de normas que abarcan desde requisitos eléctricos o de calidad, hasta plataformas o perfiles de comunicación, pasando por la gestión de sistemas y proyectos o la definición de modelos de datos y servicios.

En la actualidad 13 de las 14 partes de la norma IEC 61850 han sido aprobadas como estándares internacionales.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Uno de los aspectos novedosos y diferenciadores de la nueva arquitectura respecto a los protocolos de comunicaciones habitualmente utilizados en la actualidad es el mecanismo de comunicaciones horizontales que se plantea.

La norma IEC 61850 ha heredado la filosofía de la arquitectura UCA (Utility Communications Architecture) definida por el EPRI (Electric Power Research Institute) coordinando el trabajo de un conjunto de empresas Norteamericanas, cuya principal diferencia respecto de los protocolos de comunicaciones previos era el uso de modelos de objetos para los dispositivos inteligentes. La arquitectura IEC 61850 está desarrollada buscando la compatibilidad con la arquitectura UCA.

Entre los principales objetivos de la arquitectura IEC 61850 cabe señalar la reducción del número de protocolos de comunicación existentes dentro de la subestación eléctrica, evitando los protocolos privados de cada fabricante.

El IEC 61850 provee interoperabilidad entre IED's para las aplicaciones de protecciones, monitoreo, medición, control y automatización en las subestaciones.

Estructura del estándar IEC 61850

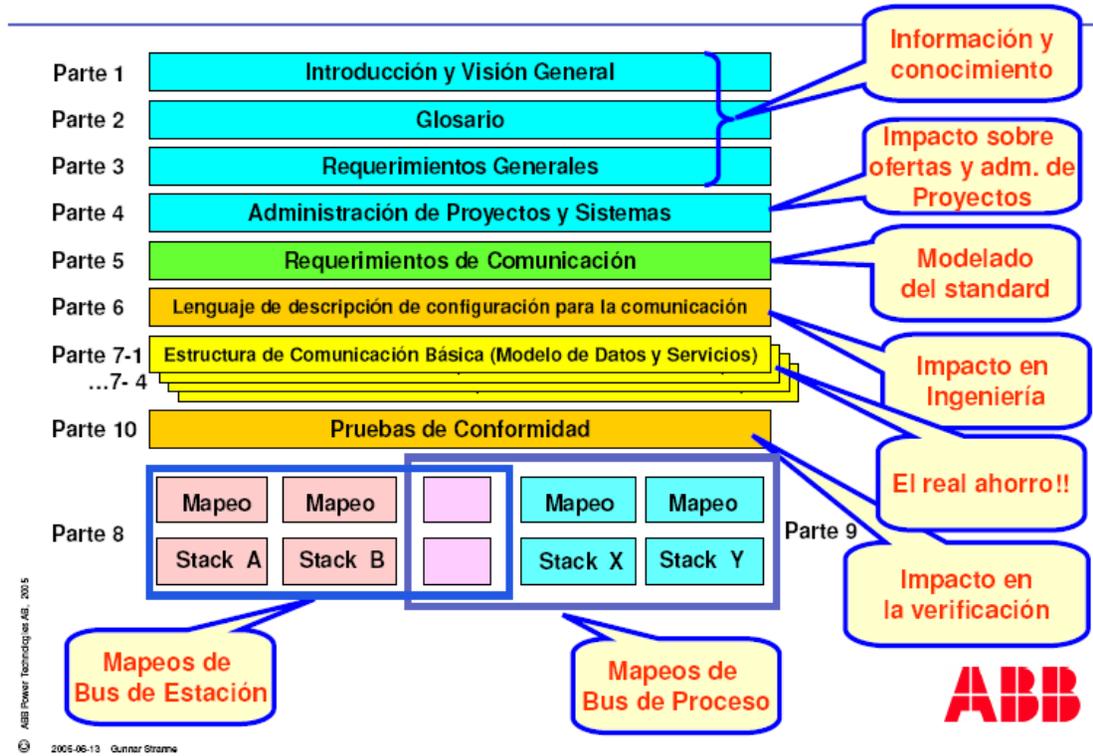


Fig. 3.- Aquí se puede observar las partes del estándar IEC 61850.

Otros objetivos son el facilitar la integración entre equipos de diversos fabricantes (interoperabilidad), facilitar el acceso a todos los datos de la subestación de forma que todos los datos estén accesibles para todas las aplicaciones, facilitar el intercambio de datos entre empresas eléctricas, facilitar la ingeniería y el mantenimiento o mejorar la calidad y la fiabilidad del sistema.

Otra de las ventajas de la nueva arquitectura se encuentra en la reducción de costos a la que conduce la normalización, las empresas integradoras se evitan la utilización de convertidores de protocolos, reducen la formación específica en cada protocolo y los costos de ingeniería, además, los

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

usuarios finales reducen los costos de desarrollo y adaptación para cada instalación, así como los costos de instalación y mantenimiento debidos principalmente al uso de un único bus de comunicaciones y a la reducción del cableado.

Al igual que en otros sectores, en los sistemas eléctricos las comunicaciones de datos han evolucionado, dicha evolución la podemos clasificar en cuatro etapas:

1. La Etapa de las Individualidades.
2. La Etapa de las normalizaciones a nivel físico.
3. La Etapa de los protocolos.
4. La Etapa de los objetos.

Cada empresa fabricante de computadoras tenía su propio sistema de comunicaciones con equipos específicos cuidadosamente patentados para que no los copiara la competencia. Las comunicaciones estaban reservadas a pasar un tiempo considerable mientras se desarrollaban los proyectos de comunicaciones entre dos empresas que tuvieran la necesidad de intercambiar datos y que dispusieran de computadoras de diferente fabricante.

Debido a las quejas por los retrasos y enormes gastos que generaban estos proyectos, se empezaron a desarrollar las primeras normas. En realidad eran lo que se conoce por "Standard de facto". Eran especificaciones internas de las dos empresas que dominaban entonces el sector: IBM (procesamiento de datos) y ATT (equipos de transmisión).

A partir de estas normas ya se podían conectar dos equipos de fabricantes distintos directamente con un cable y no sucedían accidentes., se podían transmitir cadenas de bits por una computadora y se recibían sin problema en la otra computadora.

Comunicación Horizontal (peer-to-peer)

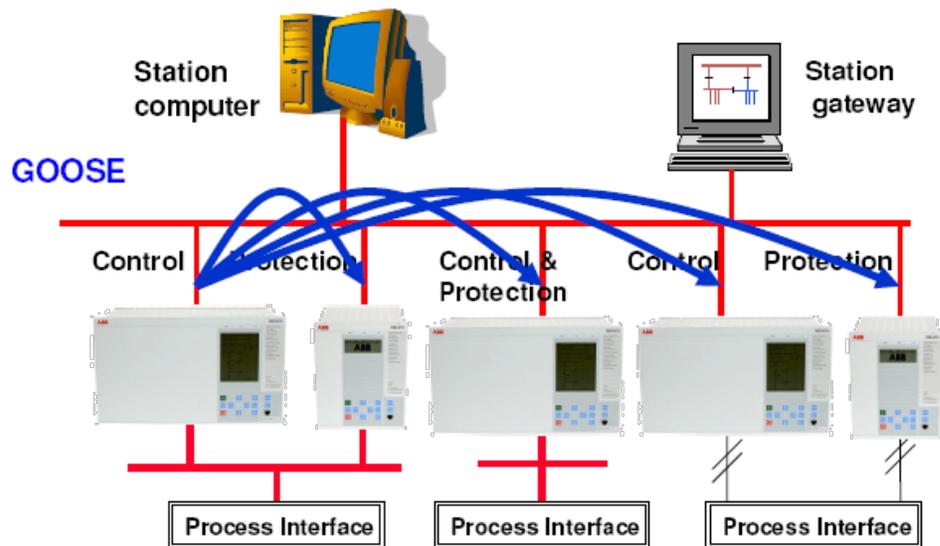


Fig. 3.1.- Comunicación entre departamentos de un mismo nivel jerárquico.

El esfuerzo normalizador fue inmenso y plenamente justificado ya que los equipos de procesamiento de datos estaban inundando las empresas. No se ha conseguido que la mayoría de las veces los equipos de los distintos fabricantes se comuniquen sin realizar programas de conversión de protocolos.

La novedad fundamental que va a traer la IEC – 61850 es la descripción de los niveles superiores de abstracción de un sistema de comunicaciones para

las subestaciones eléctricas. Si nos damos cuenta la norma nos habla de transformadores, de seccionadores, de sistemas de protecciones, es decir nos está hablando de objetos, de los objetos reales que nos podemos encontrar en una subestación y que van a necesitar comunicarse entre si. Pero la norma no se limita solo a nombrarlos, lo que vemos es que al hablar de los transformadores, la norma dice que, por ejemplo, un transformador de medida de corriente tendrá la información de su modo de operación, de la corriente que esta midiendo, de la calidad con la que esta midiendo, del momento preciso de la última medida, etc. De algún modo lo que nos esta indicando la norma es cuáles son las propiedades de ese objeto, sus características y también describe los métodos asociados a los objetos y que les permiten comunicarse entre si, fijando o leyendo valores, devolviendo datos, etc.

En la norma IEC – 61850 **coinciden** por lo tanto el nivel superior de los sistemas de comunicaciones y la programación orientada a objetos., vemos como la norma apoyándose en la estructura OSI proporciona la descripción detallada de lo que es el nivel mas abstracto que es la capa de aplicación.

Al mismo tiempo se da una descripción de forma sistemática, mediante el empleo de una interpretación libre de las técnicas de programación orientadas a objetos, tomando en cuenta lo anterior el merito de la norma es doble, al completar la descripción de los niveles superiores del sistema de comunicaciones.

Las líneas eléctricas sirven para transportar la energía desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales. Pero hay múltiples factores que aconsejan realizar uniones redundantes e interconectar las distintas redes, en unos casos por cuestiones técnicas como la fiabilidad y la estabilidad del sistema, el caso es que la situación actual es la de **redes**

malladas bastante tupidas en cada país y con interconexiones débiles entre los distintos países. Pero además dentro de cada subestación hay elementos muy diferentes que necesitan comunicarse dentro de si, como es usual se emplean protocolos distintos, una gran parte de los costos de las compañías eléctricas deben ir destinados a integrar los distintos equipos y sistemas.

El objetivo que se pretende alcanzar con la norma es la interoperabilidad, por lo tanto cuando equipos de distintos fabricantes se conecten entre si, puedan comunicarse sin necesidad de realizar un trabajo adicional. Es lo que en las computadoras suele conocerse como “Plug and Play”. Por esta razón en la norma se identifican y describen las funciones típicas de los dispositivos, pero en ningún momento se pretende limitar las funciones que puede realizar un equipo. El objetivo fundamental no es la intercambiabilidad sino la interoperabilidad.

En la IEC – 61850 se define de forma precisa tanto el sistema de comunicaciones como los elementos sobre los que se intercambia información y sus propiedades. Esto, unido a un mecanismo flexible que permite que un objeto pueda dar una auto – descripción de sí mismo, permitirá por fin la interconexión de distintos fabricantes.

Por otro lado la norma incorpora numerosos elementos útiles para un sistema de comunicaciones en el ámbito de las subestaciones eléctricas:

- Modelo para el establecimiento de conexiones y mecanismos de control de acceso.

- Intercambios de mensajes orientados a eventos.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- Capacidad de sustitución manual de los valores.
- Escalado de las medidas analógicas.
- Marcas de tiempo en los datos transmitidos.
- Especificación de la calidad de los valores.
- Etiquetas.
- Establecimiento de las condiciones para la generación de informes automáticos.
- Secuencias de control, con sus números de secuencia correspondientes.
- Sincronización de tiempo.
- Generación de informes y registros.
- Transferencias de archivos.

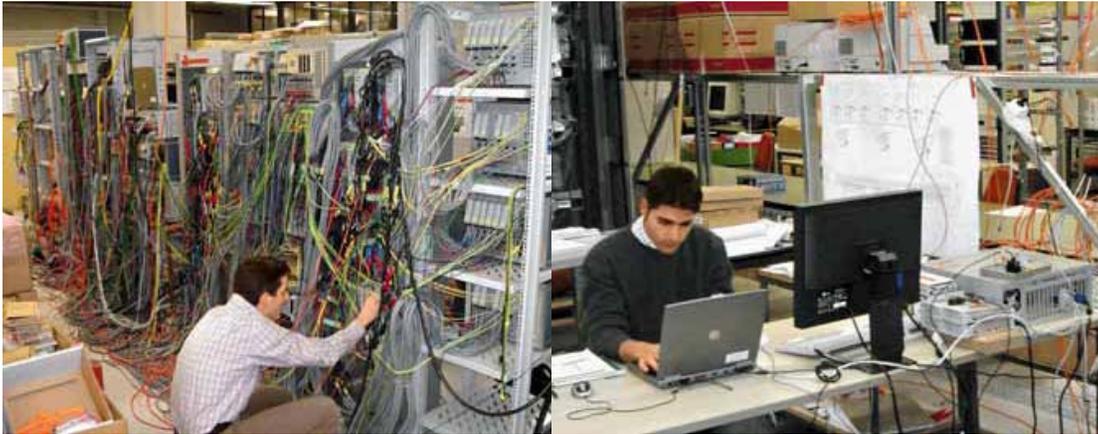


Fig. 3.2.- Simplificación Sustancial de la prueba con el nuevo entorno de herramientas IEC 61850.

Capítulo 4.

EJEMPLOS DE IMPLEMENTACIONES.



Como una forma de comprobación se lanzaron varios proyectos, entre ellos el proyecto OCIS, en el cuál se verificó que la norma servía para modelar satisfactoriamente los elementos de una subestación, y que, conforme especifica la norma, Ethernet se puede emplear en la práctica, como bus de una subestación.

Por otro lado ABB y SIEMENS llevaron a cabo una primera prueba, estos dos fabricantes desarrollaron unos equipos de protecciones y medida, así como unas unidades integradoras, que se comunicaban bajo las especificaciones de la IEC – 61850. Se comprobó el correcto funcionamiento mezclando equipos de los dos fabricantes y de este modo se verificó la interoperabilidad entre los equipos desarrollados.

Además se encuentran algunos casos prácticos en los cuales la norma ya esta siendo utilizada.

Como ejemplo de ello, este trabajo le incluye 4 casos prácticos que pueden ser utilizados como referencia en la implementación de la norma.

Caso # 1.- Implementación en la subestación “SACRIFICIOS” en Veracruz.

El uso de la tecnología de punta en las instalaciones de CFE, colabora a hacer de ella una empresa de clase mundial.

Con la aplicación de la tecnología como el uso del protocolo de comunicación IEC61850 se logra la integración de la subestación eléctrica “Sacrificios”, perteneciente a la División de Distribución Oriente.

Las subestaciones tradicionales son del tipo intemperie, esquemas de protección que pueden ser electromecánicos, estáticos o digitales y medición analógica o digital. Los tiempos de atención ante alguna falla o evento eran muy grandes, por lo cual se empezó a meter UTR´s en las subestaciones donde todas reportaban su información por medio de mandos, estados y alarmas a una Unidad Central Maestra (UCM) formando así su Sistema de Control y Adquisición de Datos. En la actualidad la mayoría de las subestaciones de la División de Distribución Oriente pertenecen a este tipo de subestaciones.

La CFE con la visión y el compromiso de brindar el mejor servicio al cliente, en este mundo lleno de innovaciones tecnológicas y en el cual las comunicaciones se desarrollan casi en forma exponencial, trabaja hoy en día con las herramientas necesarias para obtener la información en tiempo real de los equipos, por lo cual, lo mas importante es la toma de decisiones para pasar de la etapa de “acciones correctivas” (atender eventos ya ocurridos) a la etapa de “**acciones preventivas**” (detectar posibles puntos de falla), es decir, con el mundo de información en tiempo real, debemos de fijar objetivos hacia la toma de decisiones en tiempo real y/o automáticas que minimicen las fallas eléctricas y sus consecuencias.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

La subestación Sacrificios perteneciente a la División de Distribución Oriente, cuenta con una de las mas avanzadas tecnologías que nos dirigen hacia la toma de decisiones en tiempo real, logrando en la empresa, la mejora de sus indicadores como el TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario), IMU (Inconformidades por cada Mil Usuarios), PER (Pérdidas de Energía Eléctrica), etc. En el centro de control el desarrollo de su capital intelectual da un valor agregado a sus actividades y lo más importante, logra la optimización del servicio al cliente en todos los aspectos de calidad, continuidad, impacto social y conservación del medio ambiente.

La subestación Sacrificios se construyó para brindar servicio a la zona hotelera-turística y la zona residencial de los Límites entre Veracruz y Boca del Río. Derivado de las grandes aglomeraciones de carga en ese sitio, así como los espacios reducidos para construirla y otros factores donde la subestación tipo intemperie no era la mejor solución por sus estructuras de acero, concreto, entradas y salidas aéreas sobre un espacio lleno de usuarios residenciales de nivel socioeconómico alto, se diseña e invierte en una subestación dentro de un edificio moderno con áreas verdes, no afectando el impacto visual y acorde con el medio ambiente.

La subestación es de tipo **SISCOPROMM** (Sistema Integrado de Control, Protección, Medición y Mantenimiento) que incluye todas las funciones de control y adquisición de datos, protección y medición, así como las funciones complementarias (mantenimiento, verificaciones de sincronismo, baja frecuencia, oscilografías, secuencia de eventos, localización de fallas, registro de fallas, balance de energía, etc.

Los protocolos de comunicación utilizados para enlazar la subestación Sacrificios con el sistema SCADA son QEI y DNP3.0, también contando con TCP/IP. Los medios de comunicación son equipos de radiocomunicación en las

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

bandas de VHF y UHF, así como el enlace principal para comunicarse a INTRANET, la fibra óptica.

Para este tipo de SISCOPROMM de la subestación Sacrificios totalmente de tecnología Siemens, el software integral de los sistemas es llamado SICAM PAS, el cual concentra:

- a) Sistemas de automatización de subestación con arquitectura descentralizada y comunicación por protocolo IEC61850.
- b) Comunicación a los Centros de Control.
- c) Automatización de equipos de B. T. (UTR's tipo poste automatizados tales como restauradores, seccionadores, en otro lugar distinto al de la subestación).
- d) Visualización local a través del CPS de la Interfaz Humano-Maquina, base de datos, archivos, registros.
- e) Interfase de comunicación entre el CPS y los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IDE's).
- f) Adquisición de datos y envío a Nivel superior de la información en tiempo real.

El protocolo IEC61850 es la herramienta tecnológica mas avanzada en este SISCOPROMM para comunicación con los IDE's, también llamada, la nueva comunicación Standard para las subestaciones, donde sus principales características son la comunicación con mas de 128 IDE's, esta basado sobre Ethernet y la comunicación entre IDE's.

Actualmente, la División de Distribución Oriente compuesta por 9 Zonas de Distribución donde cada una cuenta con su propio sistema SCADA, esta trabajando sobre un proyecto llamado "Maestra de Maestras" al Integrar y

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

supervisar toda la información de los sistemas SCADA a través de un sistema SCADA de Nivel Superior, reportando automáticamente todos los mandos, estados y alarmas de las 108 subestaciones que pertenecen a la División de Distribución Oriente. Por lo que desde las oficinas divisionales, para el caso de la subestación Sacrificios se pueden ver sus procesos automáticos, sus alarmas, entrar a explorar sus registros, oscilografías, mediciones, etc. Y tomar decisiones en tiempo real que nos colocan a la vanguardia en el servicio brindado.

ARQUITECTURA SISCO PROMM CON PROTOCOLO IEC61850, EN LA S.E. SACRIFICIOS

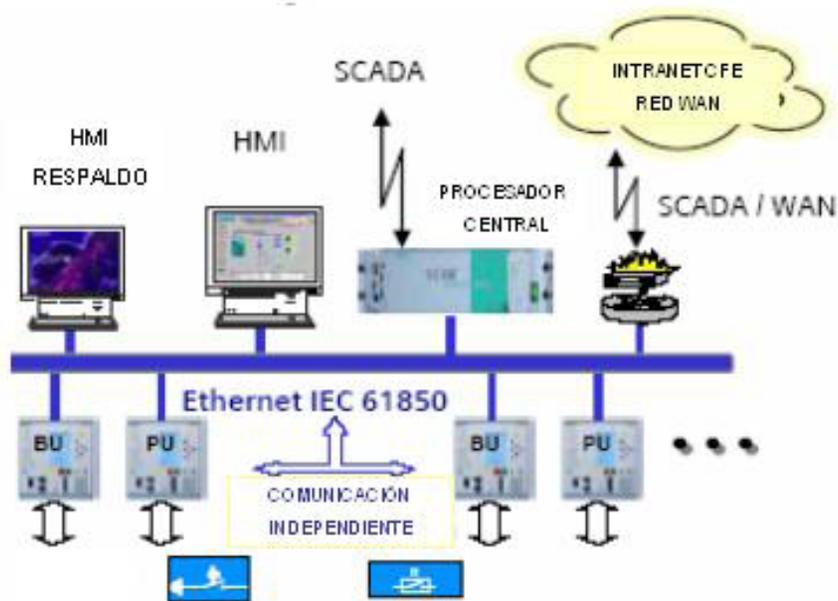


Fig. 4.1.1.- Estructura General del Sistema Integrado de Control, Protección, Medición y Mantenibilidad.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Esta subestación por medio de la INTRANET (red privada de ordenadores), podrá ser supervisada desde la página Web de la División Oriente, para que los usuarios de todos los procesos y sus diferentes áreas utilicen cada vez más la información en tiempo real y los lleve a la toma de decisiones preventivas y/o correctivas tales como:

- ❖ Los ingenieros de área pueden ver todas las demandas de carga de sus circuitos, banco, número de disparos, equipos automatizados sobre sus circuitos, etc.
- ❖ Los ingenieros de subestaciones pueden ver niveles de líquido, temperatura, presión, número de operaciones de interruptor, demandas, alarmas que indicaran fallas en bus, secuencias de operación para evitar disparos no deseados, etc.
- ❖ Los ingenieros de medición tendrán en tiempo real, balances de energía, demandas, perfiles de voltaje, etc.
- ❖ Los ingenieros de planeación contarán con toda la información que requieran para sus estudios de aumento de carga, etc.
- ❖ Los ingenieros de protecciones y control tendrán todos los archivos, alarmas, localizadores de fallas, estados actuales de todos los equipos, cambio de ajustes remotos, etc.

Por lo tanto, comparado con las actividades realizadas en las subestaciones tipo intemperie, tendríamos las siguientes ventajas en el SISCOPROMM de la S. E. Sacrificios:

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

- ✓ Mantenimiento que tiende a cero por ser tipo encapsulada.
- ✓ Indicadores de mantenimiento en tiempo real.
- ✓ Toma de Lecturas para Medición en tiempo real.
- ✓ Localizador de fallas en SCADA al CENACE.
- ✓ Secuencias de operación correcta ante fallas simultaneas, entre otras con reporte al SCADA.

Los beneficios son enormes para la empresa, los colaboradores y lo más importante para la satisfacción del cliente por un servicio de calidad.



Fig. 4.1.2.- Vista de la DIVISION DE DISTRIBUCION ORIENTE, SUBESTACION SACRIFICIOS.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Los grandes beneficios que brinda el acceso remoto a la información y la toma de decisiones en tiempo real, demuestra que dicha inversión es recuperada satisfactoriamente al reducir al mínimo la energía que se deja de vender por fallas en las instalaciones al ser todo tipo subterráneo, monitoreado, ejecutando acciones preventivas, este tipo de subestación también reduce los tiempos de mantenimiento favoreciendo la calidad y continuidad del servicio. La aplicación del protocolo **IEC61850**, reduce y hace menos complejo los diagramas y alambrado en el SISCOPROMM.

El contar con los canales de comunicación como la fibra óptica, nos permite conectarnos a la INTRANET de CFE aportando grandes beneficios para la operación y manteniendo óptimo, por este medio podemos visualizar exactamente el CPS (pantalla) del SISCOPROMM de la subestación Sacrificios desde cualquier parte de la CFE (por medio de permisos y passwords de seguridad). En esta pantalla podemos acceder a todos y cada uno de los IED's de protección, control, medición, ejecutar acciones, revisar alarmas, etc. Ya se visualiza en este tipo de subestaciones los servicios de video vigilancia, telefonía IP, entre otras.

La empresa, los colaboradores y los usuarios gozan de los beneficios alcanzados por lo que se continúa trabajando en nuevas subestaciones que apliquen esta tecnología confirmando a la CFE como una empresa de clase mundial.

Caso # 2.- Implementación en el área Petroquímica de PEMEX.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) es parte de Petróleos Mexicanos (PEMEX), la compañía petrolera estatal de México. PGPB es responsable del procesamiento de gas natural y sus líquidos, así como el transporte, el comercio, y el almacenamiento de productos relacionados.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) es responsable de procesar el gas extraído de los campos petroleros de México. Las instalaciones principales de PGPB están ubicadas en la parte sureste de México. Ciudad PEMEX es un complejo de procesamiento de gas, que es el primer eslabón de la cadena de procesamiento del gas recibido de las plataformas petrolíferas desplegadas en el Golfo de México

Las principales preocupaciones de las autoridades de PGPB son la Confiabilidad y la seguridad de la Ciudad PEMEX en el sistema de energía eléctrica. Desafortunadamente, las instalaciones de procesamiento, no cuentan con protección de los ingenieros en el sitio., la protección de los ingenieros se encuentra en diferentes oficinas regionales y sirven a varias plantas de procesamiento de gas. No existe un sistema de protección en marcha para facilitar la protección de estos sistemas.

El Complejo de Procesamiento de Gas (CPG) Ciudad PEMEX es el complejo más antiguo en la historia de PGPB, que comenzó operaciones en 1958. En 1981 y 1982, el inicio de sus operaciones para la edulcoración y el proceso de recuperación de azufre, y en los últimos años, se ha producido una amplia renovación en el proceso químico del complejo. Como parte de esta iniciativa, se estableció un objetivo de actualizar el sistema de energía del complejo.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

El Complejo de Procesamiento de Gas (CPG) Ciudad PEMEX está situado a 60 kilómetros de Villahermosa, Tabasco, la capital del estado. Villahermosa también alberga la Oficina Regional de PGPB y es un punto central para la coordinación de las actividades de PGPB en la zona.

Con los años, PGPB ha invertido en una infraestructura de comunicaciones para el CPG de Ciudad PEMEX. En el edificio de la central eléctrica, existe un parche de fibra óptica del panel, pero no una conexión LAN o LAN subestación. CPG de Ciudad PEMEX está vinculada a la Oficina Regional de PGPB por medio de una red de microondas de 10 Mbps. La siguiente figura muestra un esquema de la red de comunicaciones para el CPG de Ciudad PEMEX y la Oficina Regional de PGPB. Todos los de la infraestructura de comunicaciones es propiedad de PGPB, por lo que no existen vínculos o caminos públicos.

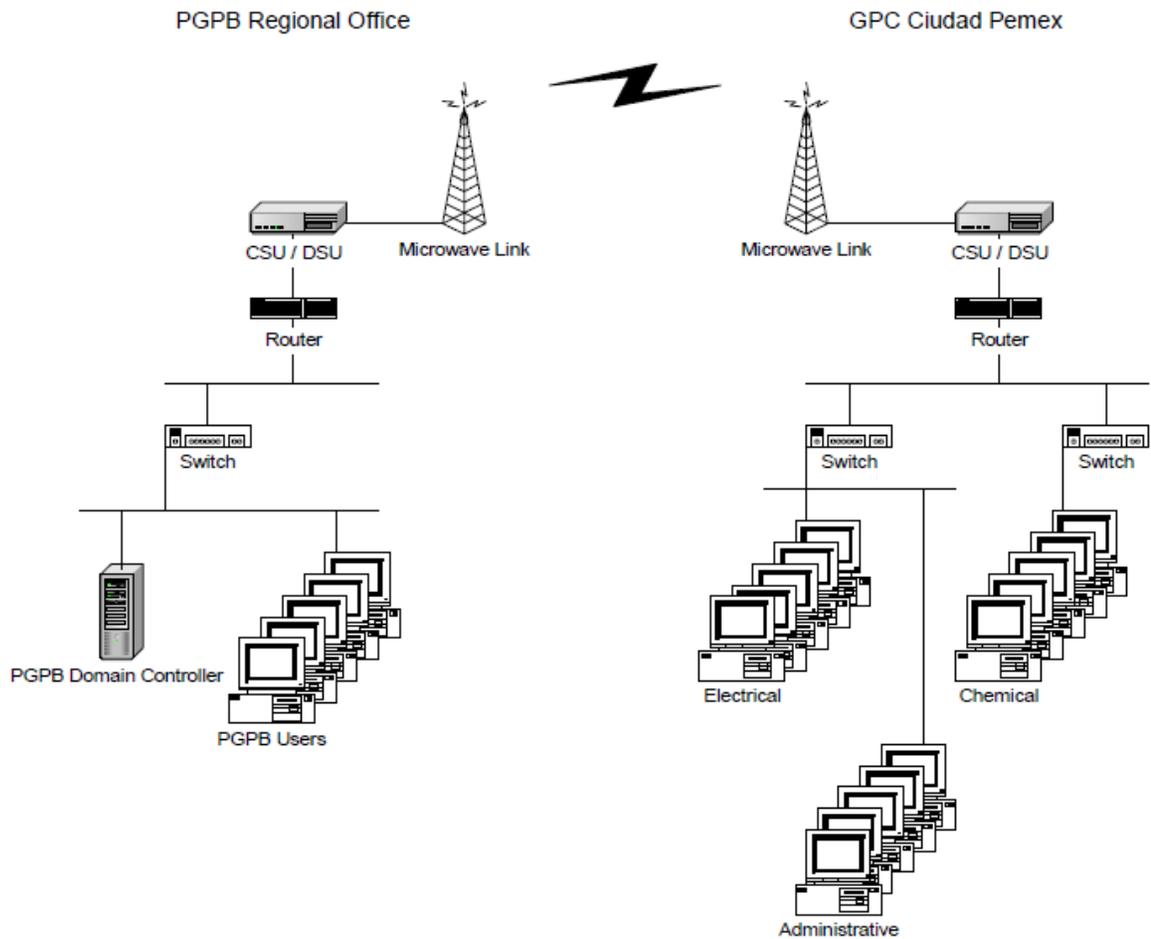


Fig. 4.2.1.- Red de Comunicaciones del Complejo de Procesamiento de Gas.

Debido a una serie de factores que causaron que el CPG presentara una baja fiabilidad y por ende ser un sistema caro y poco seguro, se estudió la opción de implementar un nuevo sistema.

En el diseño del sistema se tuvieron en cuenta las mejores prácticas de ingeniería para garantizar un sistema fiable y seguro. Los relés de protección no solamente fueron escogidos sobre la base de las funciones de protección necesarias, sino también por la lista publicada por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la CFE, reconocido laboratorio de ensayos.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

La información proporcionada por los relés de protección integrada se basa en el uso de las comunicaciones del procesador. Esto proporcionó una solución sencilla, segura y fiable del sistema de comunicaciones.

El enfoque adoptado era utilizar una red Ethernet, en particular las Redes Ethernet ofrecen una buena conexión para la recolección de datos de ingeniería de los IED's a la ingeniería de trabajo en sitios remotos. El uso de una red Ethernet en la subestación trae la existencia de una serie de protocolos y herramientas, en especial los que se ajusten a la Transferencia de Control.

Cuando existe la transferencia de protección de datos a través de Ethernet, surgen varias vulnerabilidades. Las vulnerabilidades son relacionadas con SCADA a través de una red privada. En el diseño del sistema se adoptaron todos los esfuerzos para mitigar los riesgos de estas vulnerabilidades, incluida la restricción de acceso, la autenticidad de usuario, etc.

Un aspecto fundamental fue la selección de Relés digitales para proporcionar la protección de las funciones de cada equipo en subestación principal de 115 kV. Para el proceso de selección se tuvieron en cuenta las siguientes especificaciones:

- ❖ Los Relés Digitales deben ser probados y aprobados por LAPEM.
- ❖ Los Relés Digitales deben trabajar bajo condiciones ambientales de la subestación y también con el medio ambiente que se encuentra en el petróleo y el gas de las instalaciones.
- ❖ Los Relés Digitales deben proporcionar los puertos de comunicaciones para ser fácilmente integrada en el sistema SCADA en un diseño simple.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

El Sistema Integrado se basa en una solución probada, una subestación de comunicaciones - hardened procesador. Los relés de protección están conectados a las comunicaciones a través de un procesador de comunicaciones serial enlace en una estrella. El procesador de comunicaciones utiliza una técnica llamada "Entrelazado", varias comunicaciones en las que utiliza el mismo enlace, en este caso:

- ASCII.
- Binario.
- Binario no solicitadas.
- Comandos binarios (utilizados para el control).

El Sistema Integrado de la arquitectura se muestra en la Figura 4. Como puede verse, el procesador de comunicaciones Ethernet alberga un procesador de la tarjeta, que ofrece conectividad de LAN a la subestación. El procesador de la tarjeta Ethernet apoya File Transfer Protocol (FTP) y Telnet desde el protocolo TCP / IP suite.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

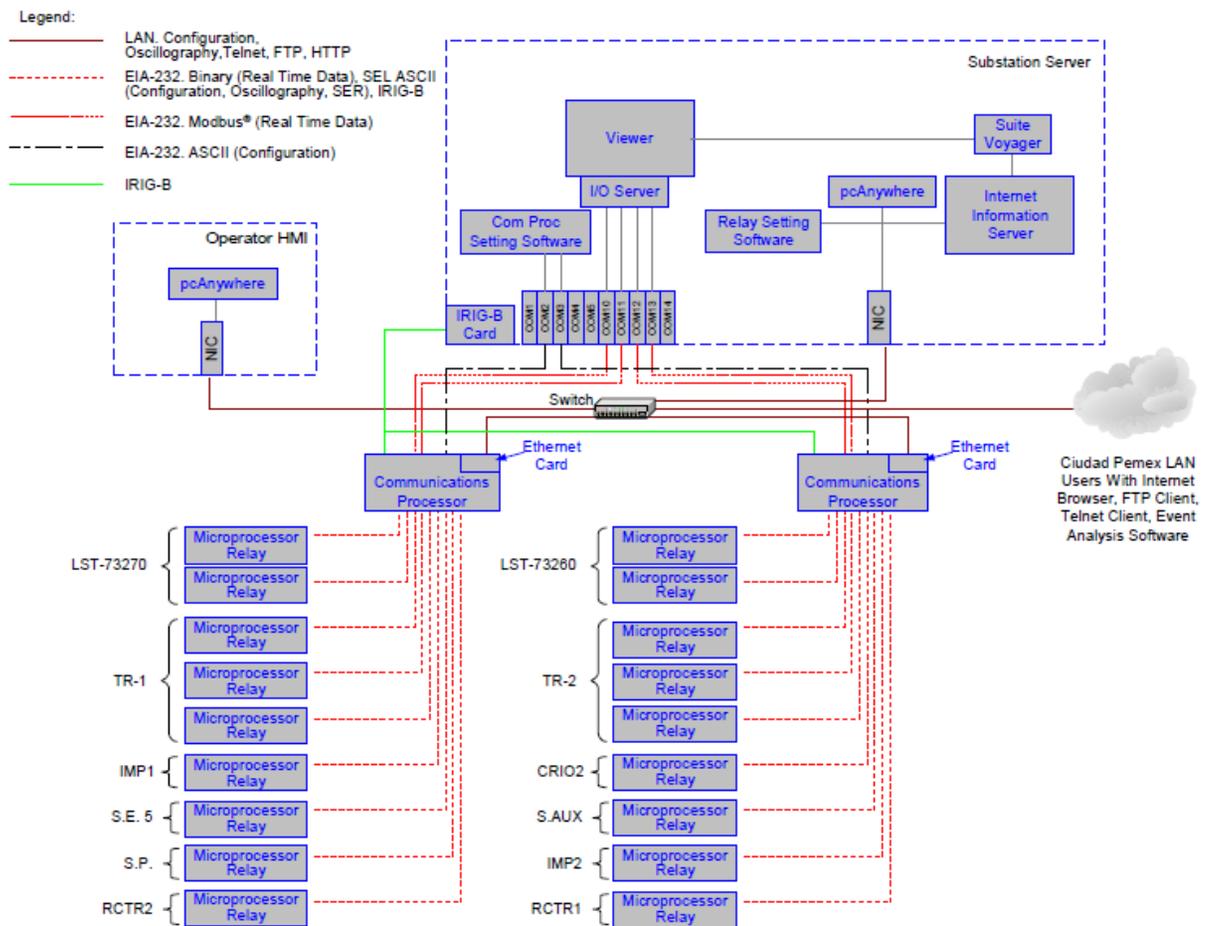


Fig. 4.2.2.- Arquitectura del Sistema.

El enlace a la red local de comunicaciones sirve a tres objetivos:

- 1.- Recuperación de datos remotos de la PGPB a la Oficina Regional para el análisis de caso.
- 2.- Ajustes del relé de control remoto digital, visualización y ajuste.
- 3.- SCADA sistema de copia de seguridad. La información visualizada en el HMI está presente en el procesador de comunicaciones y la base de datos está disponible para el usuario remoto a través de una conexión LAN.

El Sistema Integrado de aplicaciones se ejecutan en un PC industrial con capacidad de hardware para ejecutar aplicaciones de servidor. Estos incluyen

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

un servidor de aplicaciones de Windows 2000 Server, una E / S de servidor, un HMI local, y una de Internet Information Server (IIS). El PC también ejecuta programas de software de protección que ayudan con tareas como la gestión de informes de caso, el establecimiento de ajustes del relé, y el sistema de análisis.

El servidor Windows 2000 está configurado como un controlador de dominio para la subestación. Esto significa que mantiene un sistema de seguridad para los usuarios del sistema integrado de subestación.

La HMI fue desarrollada utilizando una serie de pantallas que incluyen las siguientes:

- ✓ Un diagrama de línea.
- ✓ Pantalla de equipo específico.
- ✓ Alarmas de pantalla.
- ✓ Equipo de alarmas específicas de la pantalla.
- ✓ Pantalla de Comunicaciones.
- ✓ Tendencias en tiempo real.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

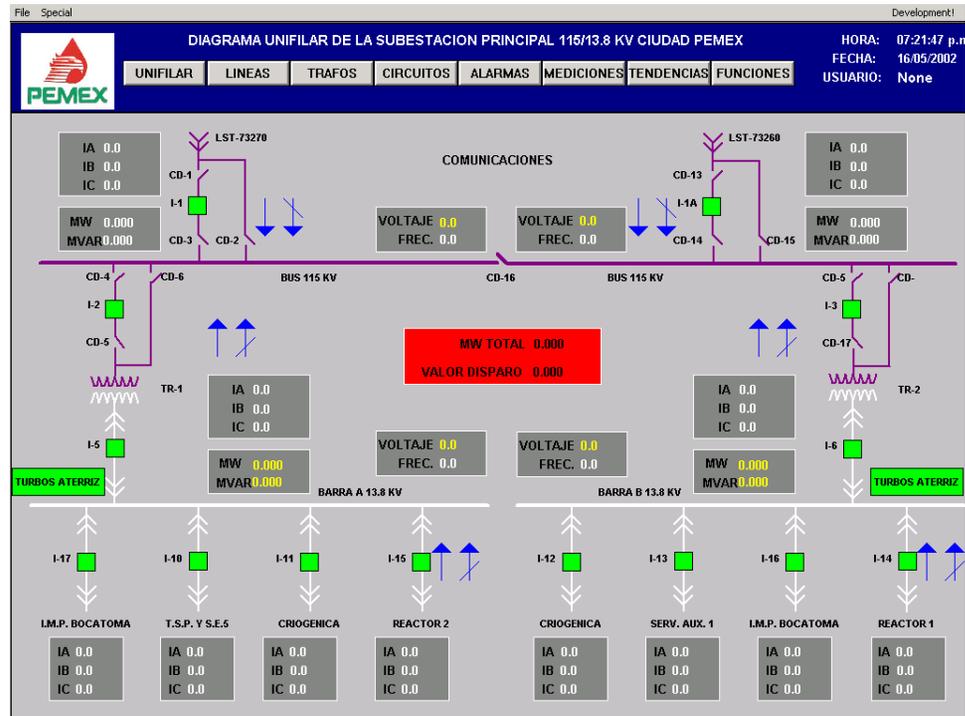


Fig. 4.2.3.- Pantalla HMI en línea.

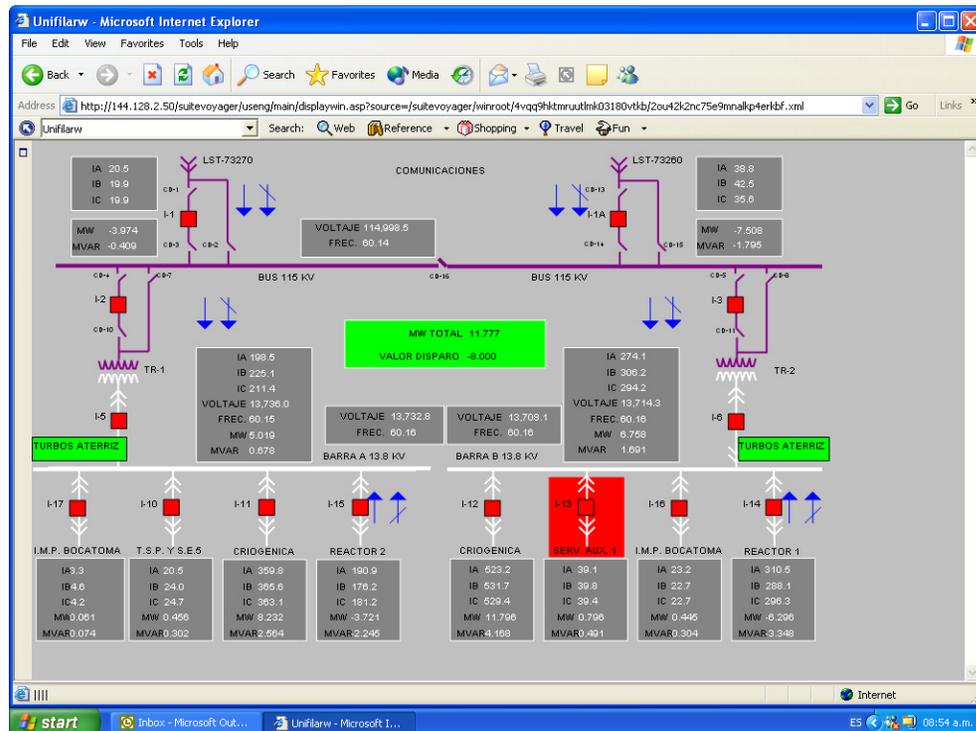


Fig. 4.2.4.- Pantalla de la página Web en línea de la INTRANET.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Algunas de las ventajas del Sistema Integrado, el microprocesador y los relés de protección son los siguientes:

- ✓ La operación de los relés de protección de microprocesadores ha contribuido a que el personal de mantenimiento eléctrico detecte problemas de cableado y, en algunos casos, la errónea configuración de los equipos de protección existentes en las diferentes subestaciones.
- ✓ Información proporcionada por el Sistema Integrado ha ayudado a coordinar todo el sistema de energía del CPG de Ciudad PEMEX. También ha contribuido a afinar los ajustes de relé de protección para cada conjunto de las condiciones de funcionamiento.
- ✓ Los relés de protección de microprocesadores han proporcionado información para desconectar y volver a conectar el sistema de energía debido a los cambios de frecuencia en el sistema de energía de la CFE.
- ✓ El tiempo para realizar un evento de recuperación de datos se ha reducido de varias horas a unos 30 minutos, sin necesidad de salir de la oficina.
- ✓ Más datos completos se han puesto a disposición para determinar la causa de alguna falla.

Como podemos ver, el hecho de aceptar la nueva tecnología nos permite aportar grandes beneficios para la operación y mantenimiento.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Por otro lado nos da la posibilidad de visualizar en una misma pantalla todo lo que ocurre dentro del sistema en tiempo real por medio de permisos y passwords de seguridad, en dicha pantalla podemos acceder a todos y cada uno de los IED's.

Caso # 3.- Implementación en la Planta Eólica La Venta II.

Como hemos visto, la norma IEC 61850 establece los métodos de desarrollo de las mejores prácticas de ingeniería para la protección de la subestación, la integración, control, seguimiento, medición y prueba.

CFE para construir su nueva transmisión integrada de protección y control de red, eligió las normas IEC 61850 y así evaluar la tecnología para su posible futura inclusión en sus normas de diseño.

CFE es de utilidad nacional y principal proveedor de energía eléctrica.

La CFE genera 49,893.34 MW de electricidad al año a partir de energía hidráulica, térmica, geotérmica, eólica, carbón, y las centrales nucleares en todo el país.

Además de la energía geotérmica, la única alternativa libre de emisiones de fuentes de energía, disponibles para el desarrollo por la CFE es impulsada por el poder del viento, de los que el parque eólico de La Venta II es el más importante proyecto.

La Venta II se encuentra en el estado sureño de Oaxaca, específicamente en La Venta, Oaxaca donde la región de La Ventosa proporciona contenido de alta energía-viento (la velocidad media del viento es superior a 9 metros por segundo). Hoy en día, el parque eólico La Venta II, tiene una potencia nominal de aproximadamente 85 MW. Cuando se haya completado el proyecto será el mayor parque eólico en México y Centroamérica, generando cerca de 3 GW para 2014.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Considerando el alcance internacional de este proyecto, la CFE decidió construir el proyecto de La Venta II utilizando el estándar de automatización y control de subestaciones IEC 61850, que proporciona los métodos de desarrollo de las mejores prácticas de ingeniería para la protección de la subestación, la integración, control, seguimiento, medición y pruebas. Este enfoque permite a la CFE evaluar las tecnologías seleccionadas para su posible inclusión en las futuras normas de diseño.

Para el proyecto La Venta II, el objetivo principal era incluir dispositivos de muchos proveedores como sea posible en lugar de utilizar criterios de diseño tradicional. Además de los principales equipos de protección y control, el cliente invita a todos los proveedores a presentar IED a ser conectados a la red para demostrar su capacidad de comunicación IEC 61850. IED adicionales se agregaron en un auxiliar de la bahía porque el diseño de las limitaciones que requiere el núcleo de la red sea útil y eficaz, no es una demostración del sistema de control, sino un proyecto piloto para adquirir experiencia con la nueva norma.

Este sistema está integrado de 24 dispositivos a partir de 9 de diferentes plataformas de productos proporcionada por 6 diferentes proveedores. La ejecución se completó en cuatro meses y se incluirán nuevos productos liberados de algunos vendedores, que participan en escena de dispositivos de comunicaciones a través de Internet, y se basó en las contribuciones de los ingenieros en siete zonas horarias. IEC 61850 es un estándar muy grande, con siete diferentes protocolos dentro de ella. Los usuarios finales pueden aplicar diferentes combinaciones de los protocolos y las distintas características que ofrecen. Por lo tanto, es importante que los usuarios finales no sólo especifiquen que desean utilizar IEC 61850, sino también qué partes de la

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

norma desean utilizar y, más importante aún, la forma en que desea que el sistema se lleve a cabo.

CFE ha venido funcionando de forma remota las subestaciones de transmisión de más de 25 años y ha desarrollado una especificación bien escrita que se centra en la topología de red, la funcionalidad y características del dispositivo. Esta especificación se conoce como SICLE (sigla en inglés para Sistema de Información para la Subestación de control local y remoto).

CFE siempre se ha interesado en las nuevas tecnologías que les permitan reducir el tiempo de ingeniería y puesta, así como los costos generales del proyecto. CFE está interesada en IEC 61850, debido a la interoperabilidad.

Después de la liberación de la norma, la CFE hizo varios intentos de reunir, en una tabla, todos los fabricantes que apoyan IEC 61850, a fin de hacer un proyecto piloto. La meta de la CFE fue probar la interoperabilidad con productos de varios proveedores, pero la mayoría de los fabricantes sugirió que preferían la construcción de sistemas IEC 61850 con sus propios productos. La oportunidad llegó finalmente con el proyecto La Venta II.

La oferta para la construcción de la subestación fue ganada por Iberinco (Iberdrola Ingeniería y Construcción), una prominente empresa de ingeniería", con un puñado de experiencia en IEC 61850.

Iberinco ha construido algunos de los primeros proyectos en subestaciones con IEC 61850 en España. Iberinco se ha comprometido a entregar La Venta II como una subestación IEC 61850.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

CFE se define con los siguientes requisitos para que el sistema se desarrolle:

1. Incluir sólo los dispositivos de protección que están en LAPEM 5L (lista de los dispositivos de protección para uso en subestaciones eléctricas), porque esto será una subestación operativa.
2. Incluir el mayor número posible de proveedores a fin de demostrar la interoperabilidad entre dispositivos de protección y control.
3. Cumplir con la funcionalidad de protección de la especificación CFE.
4. Considere la posibilidad de intercambio de IED's en la interfaz principal de comunicaciones. Añadir IED en paralelo redundante y demostrar su funcionalidad en la red.
6. Conectar bahía de control IEC 61850 y los dispositivos de protección a la Ethernet; permitir concentradores de datos de operación local.
7. Realizar sistemas de control entre las bahías usando mensajes GOOSE.
8. Comunicación con dos estaciones maestras SCADA utilizando puertos de enlace con DNP3 y Conitel 2020.
9. Proporcionar dos HMI's.
10. Utilizar cableado tradicional y mensajes GOOSE de las funciones de protección con el fin de comprobar el rendimiento y la fiabilidad entre las dos opciones.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Para la aplicación, La Venta II integra dispositivos de SEL, ZIV, Siemens, GE, RuggedCom y Team Artech. Otros proveedores han sido invitados a participar, sin embargo no tienen apoyo para IEC 61850 o simplemente no fueron aprobados.

Iberinco siempre lleva la gestión global de proyectos, así como las normas para los dispositivos lógicos, nodos lógicos, controles y datos de mapas., también fue responsable de definir las bases de datos HMI y el gateway.

CFE define la estación de bases de datos master. ZIV define la HMI aplicación e integración, una puerta de entrada a DNP3, una bahía de control, y la formación sobre el terreno. SEL definió protección y dispositivos de control, diseñando y construyendo los paneles, en escena el sistema de pruebas.

Como hemos mencionado, todos los dispositivos de protección deben estar en LAPEM 5L, y cumplir todos los regímenes de protección que se requieren para satisfacer las especificaciones de protección CFE.

Además de utilizar la nueva norma IEC 61850, este diseño incorpora un reducido número de productos que la CFE no ha utilizado antes. Todos los relés de protección tenían que ser aprobados para su uso independiente por la CFE en su sistema, independientemente de su soporte de protocolos IEC 61850. El diseño final depende en gran medida de varios enlaces de la CFE que previamente ha aprobado y utilizado en la integración de otros sistemas que utilizan otros protocolos, que ahora también reciben el apoyo de IEC 61850. Otros IED's, tales como unidades de control de la bahía, fueron aprobados por la CFE para su uso en este sistema.

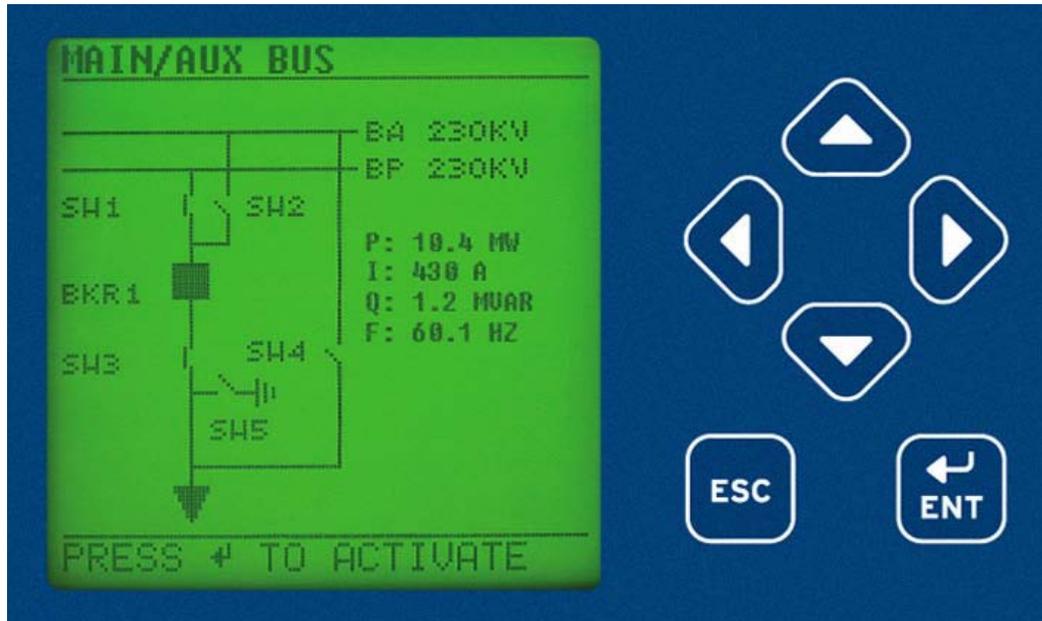


Fig. 4.3.1 Ilustra el panel frontal en la bahía de HMI de control utilizados en el interruptor de 230 kV.

La integración de comunicaciones con cada equipo, el trabajo con IED's de múltiples proveedores, cada uno con diferentes capacidades IEC 61850, en la arquitectura de comunicaciones.

Actualmente los diseños tradicionales todavía confían en el servicio y en los protocolos SCADA. CFE decidió apoyar el protocolo DNP3 así como las orientadas a protocolo Conitel 2020.

Una gran computadora desplegó como una puerta de enlace para que actúe como un cliente, recoger y concentrar los datos de la IED a través de protocolos IEC 61850, convertir estos datos en protocolos SCADA y mostrarlos en pantallas. Por lo tanto, además de actuar como un protocolo de enlace, el equipo es un robusto concentrador de datos y un cliente / servidor.



Fig. 4.3.2 Ilustra un ejemplo de consola SCADA similar a las que habrá en el proyecto.

Los datos recogidos a través de protocolos IEC 61850 se convierten en DNP3 y Conitel 2020 y transferidos a través de vínculos establecidos SCADA.

El método de las mejores prácticas mencionadas en la norma se basa en la creación de una descripción de configuración del IED de archivos, que utiliza para describir todas las configuraciones de protocolo IEC 61850, y se descarga directamente en el IED. Cuando el IED se inicia, comprueba el archivo y realiza la libre configuración. Este archivo es transferido a nivel local o remoto en el IED sin afectar cualquier otra función en la IED. Debido a esta configuración, la norma IEC 61850 provee un archivo de configuración de las comunicaciones.

Por lo tanto, la comunicación se ha configurado, probado y encargado sin afectar las otras aplicaciones dentro de la IED. Además, este fichero es también recuperado directamente de la memoria de la IED para verificar definitivamente la configuración de lo que está siendo utilizado por el IED.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Debido a que la norma IEC 61850 no especifica una sola manera de realizar la configuración, algunos fabricantes optaron por añadir la configuración de los ajustes entre la protección existente y la de la automatización de la configuración de su IED.

Usando los métodos descritos en la norma IEC 61850 sobre la configuración de software, el diseñador puede crear grupos de datos y métodos de presentación de informes, en los cuales se puedan identificar los datos que se envían, cuando se envían, y sobre todo en qué condiciones han sido enviados.

En la siguiente figura, en la ventana frontal se ilustra la combinación de varias variables de IED en una gráfica de expresión booleana. Estas variables son la lógica digital utilizada libremente sin restricción alguna basada en su origen, por ejemplo, los contactos de entrada hardware, de serie punto a punto, o del panel frontal o mando a distancia. Detrás de la ventana se muestra el contenido de la relación de mensajes recibidos GOOSE, variables de lógica digital en un IED.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

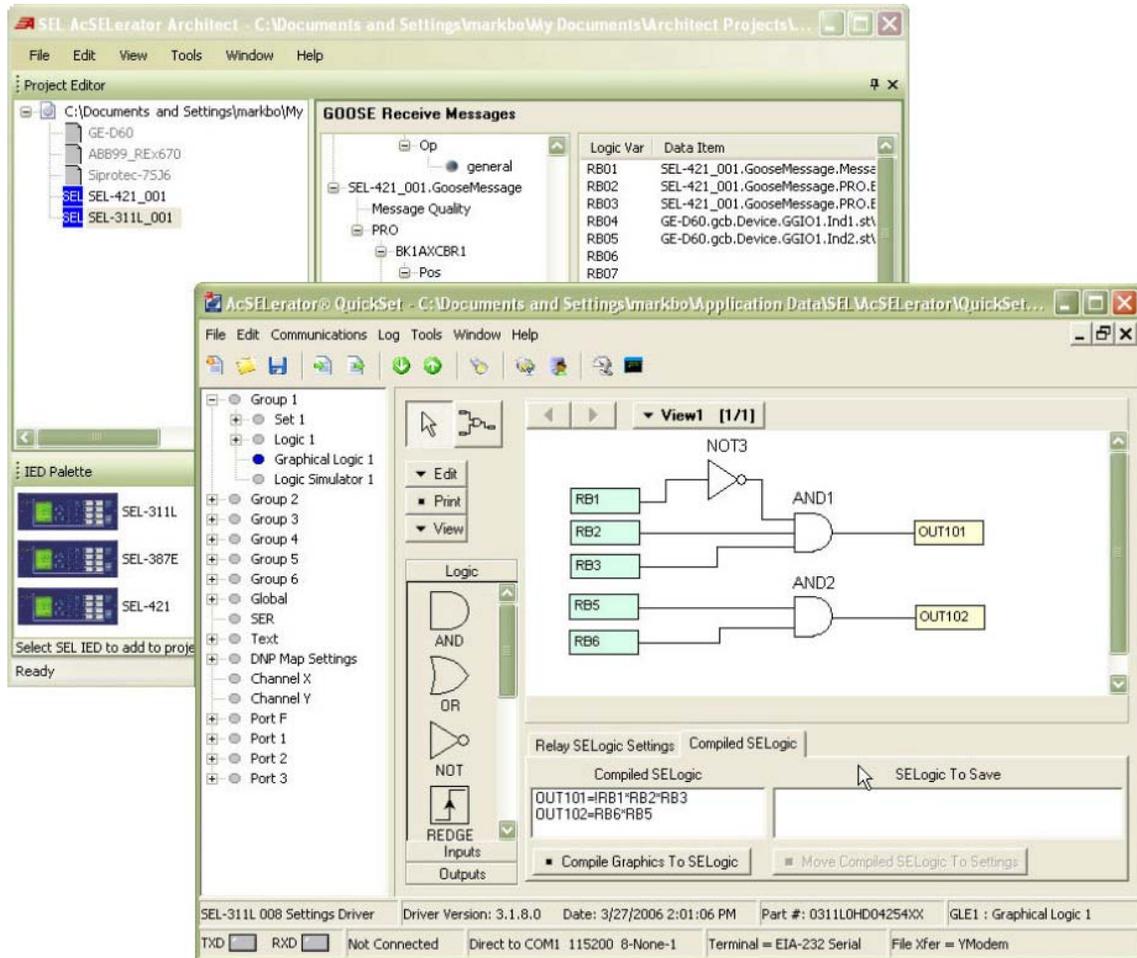


Fig. 4.3.3.- Mensajes recibidos de GOOSE y variables de lógica digital en un IED.

La subestación de red de área local (LAN) está configurada en una topología de tipo anillo de Ethernet con conmutadores instalados en cada gabinete. Debido a las distancias cortas y al hecho de que todos los IED's se encuentran dentro de un gabinete, la bahía de cada IED están conectadas al conmutador, utilizando cables de cobre. Para cambiar las conexiones entre las bahías se realizan a través de fibra óptica que apoyan a la topología de tipo anillo como se ve en la Fig. 4.3.4., el uso de interruptores en el interior de los IED's conectados en una topología tipo anillo no se permite, ya que disminuye drásticamente la confiabilidad y la complejidad aumenta.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

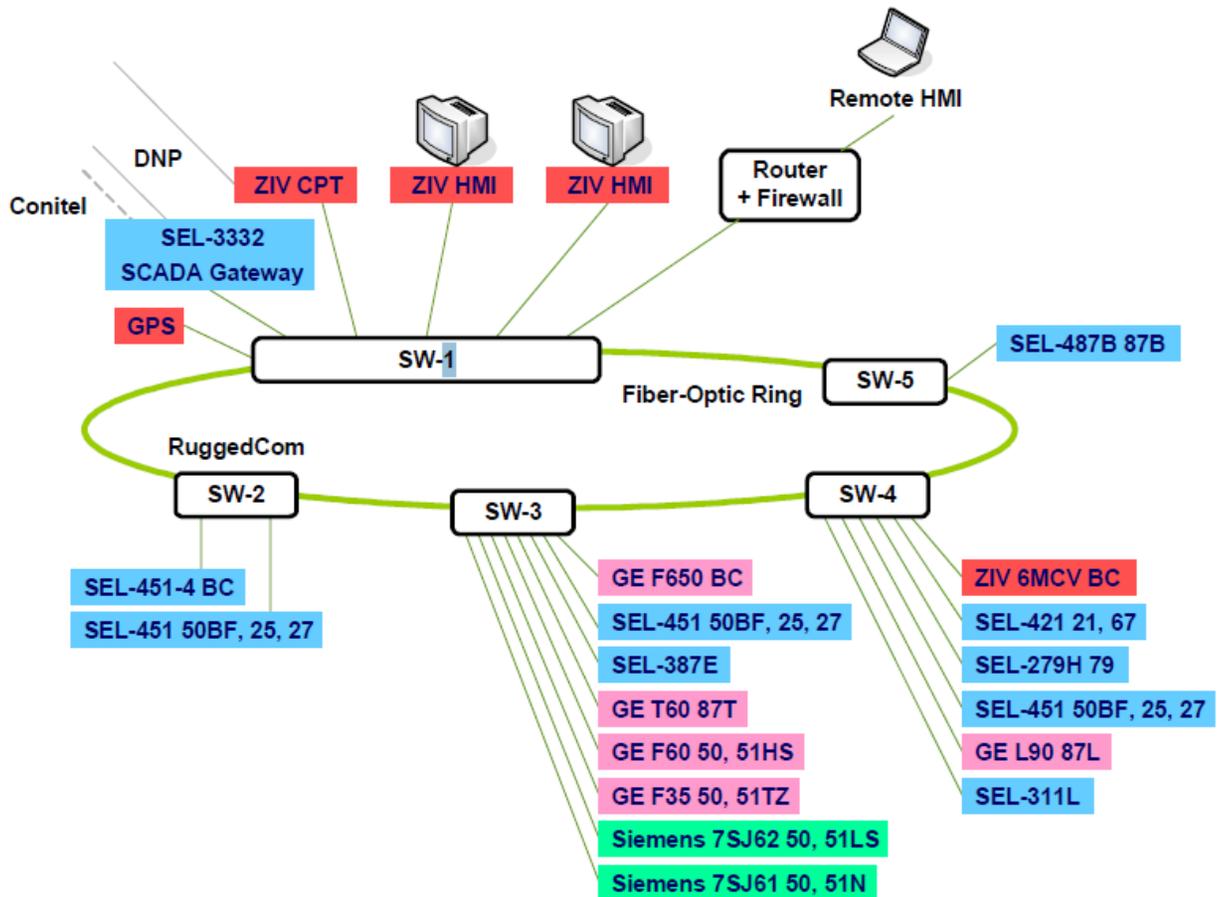


Fig. 4.3.4.- Conexiones de la Subestación.

Como se ha mencionado, cada bahía tiene su propio conmutador Ethernet, independientemente del número de IED's. Esto se hizo por varias razones como son la facilidad de instalación sobre el terreno, y la facilidad de mantenimiento futuro. Los IED's conectados en estrella con los interruptores conectados en un anillo de fibra óptica proporcionan la más confiable subestación LAN. Debido a que cada grupo tiene su propio interruptor, ninguna de las comunicaciones de la bahía de cableado debe ser interrumpida al realizar las pruebas de aceptación en fábrica y la instalación de campo. Una vez entregado el sitio, los interruptores son reconectados en un anillo, y la red es rápidamente reconfigurado, con independencia de su eventual distancia el uno del otro.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

La solución de problemas de mantenimiento se ha simplificado con la inclusión de un interruptor en cada bahía en lugar de las conexiones entre IED's a larga distancia por medio de cable a un interruptor a distancia.

Sobre la base de la experiencia de diseño, Iberinco ha recomendado el uso de nuevos objetos de datos que todavía no son parte de la norma. Iberinco ha presentado una propuesta que se añade a la norma a fin de que todos los usuarios puedan beneficiarse de su uso en un futuro. A pesar de que aún no ha sido una parte formal de la norma, algunos proveedores fueron capaces de ponerlas en práctica porque la norma IEC 61850 no define los métodos necesarios para extender la lógica de nodos y los objetos de datos para incluir nuevos contenidos en caso de algún imprevisto.

En general, la prueba de aceptación de fábrica tomó seis semanas. SEL, Iberinco y ZIV participaron en la duración total de la prueba. Siemens y GE han participado en la configuración y pruebas de sus dispositivos. El proceso se inició con la configuración de la red inicial, cambiar la configuración, y las comunicaciones iniciales de las pruebas. Esta parte del proceso fue rápida.

Cabe destacar que algunos fabricantes no pudieron satisfacer algunos de los requisitos de IEC 61850 para el proyecto.

Mucho se ha aprendido durante el proyecto, ya que fue la primera vez que se lograron integrar IED's de diferentes proveedores instalados en un sistema y demostrar la interoperabilidad del mismo.

El éxito fue posible gracias a los conocimientos y años de experiencia del equipo de diseño que trabaja con los métodos de la nueva norma.

Caso # 4.- Estudio de futura Implementación en una Subestación Brasileña.

La siguiente información corresponde a un proyecto ambicioso que se quiere desarrollar en Brasil, el cuál comprende la modernización de 30 Subestaciones, la realización de dicho proyecto depende de los resultados obtenidos en la Subestación Eléctrica Guarujá 2, dicha subestación se encuentra en proceso de modernización.

A continuación se describe el papel de la modernización de Guarujá 2, una subestación eléctrica integrada con el conjunto de protocolos de la norma IEC 61850. Esta es la primera de 30 subestaciones de un proyecto de modernización de Elektro Eletricidade e Serviços SA, una gran empresa de distribución eléctrica en Brasil.

Elektro Eletricidade e Serviços SA es una empresa de energía eléctrica que proporciona el servicio a los estados de São Paulo y Mato Grosso do Sul. Elektro actualmente atiende aproximadamente 1,950,000 clientes, cubre las necesidades de 5,700,000 personas en 228 ciudades en un área de 120,000 km². Elektro posee 120 subestaciones en funcionamiento y 74,300 Km. de líneas de distribución.

Las etapas del proyecto cubren la modernización de 30 subestaciones en el período de cuatro años. En este periodo, más de 500 IED's serán instalados, probados, e utilizados integrado los protocolos descritos en la norma IEC 61850.

HMI LOCAL Y CENTRO DE CONTROL REMOTO.

El panel HMI está compuesto por una firme plataforma de ordenador, pantalla táctil de 17 pulgadas, un teclado y un ratón.

La supervisión de los programas informáticos utilizados en la HMI es el mismo que el utilizado en el centro de control remoto, por lo que las pantallas de los dos sistemas son muy similares y tienen las mismas funcionalidades. La pantalla principal de la HMI se muestra en la siguiente fig.

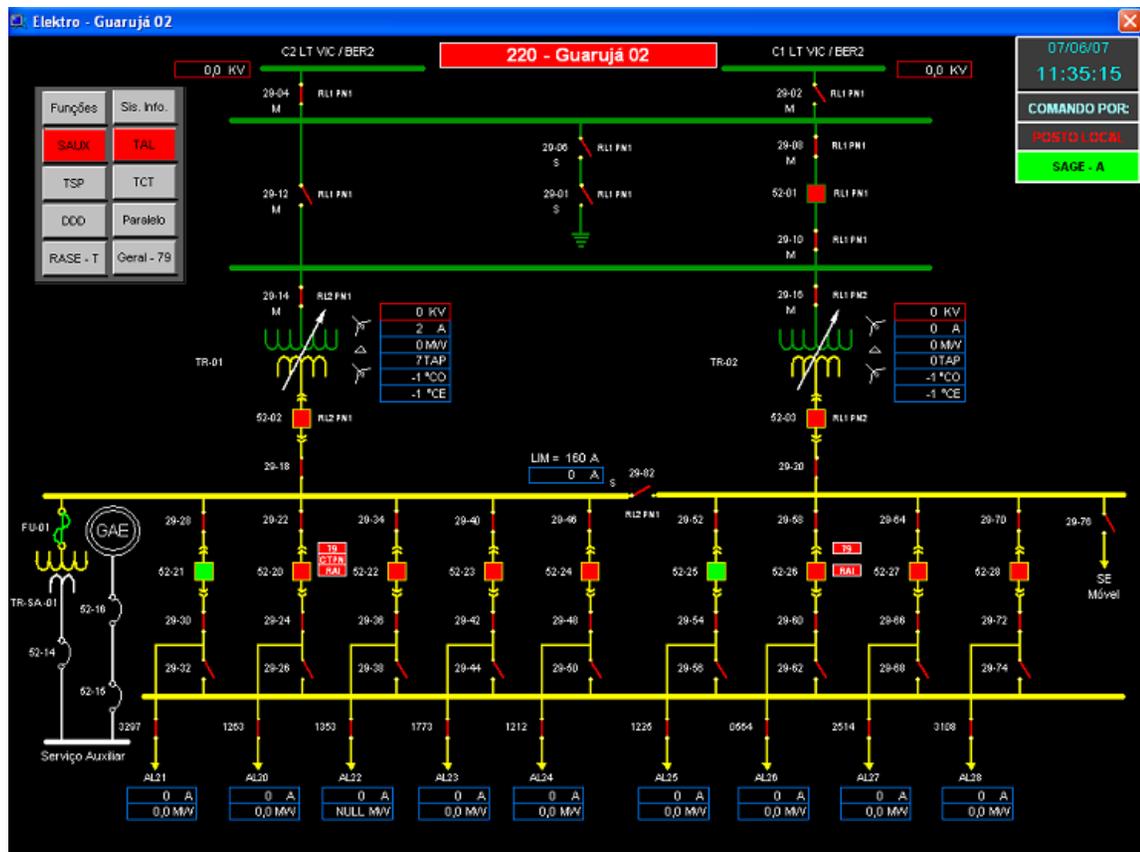


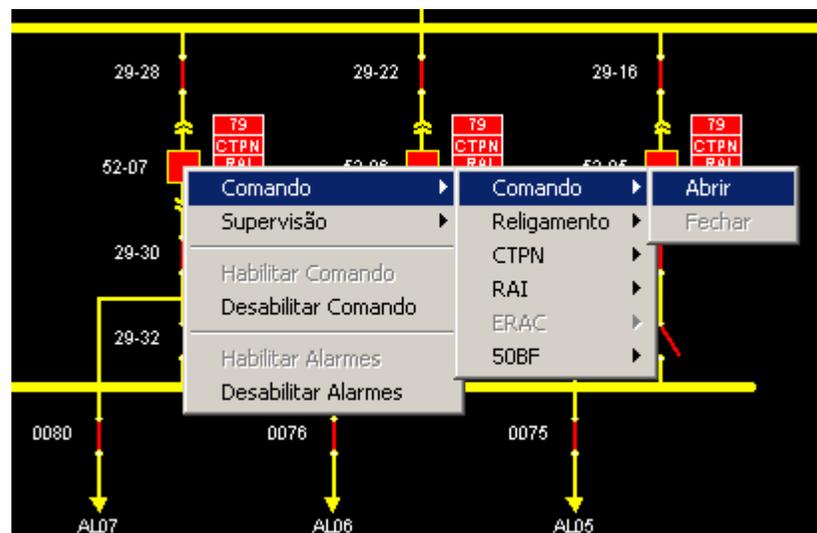
Fig. 4.4.1.- Pantalla Principal de la HMI Local.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

En esta pantalla se pueden observar las principales medidas, la situación de todos los equipos, varias secuencias de control, la puerta de entrada del canal de comunicaciones con el IED, la puerta de entrada en funcionamiento, cualquier bloqueo de las funciones de protección, etc.

El software instalado en la HMI supervisa constantemente la situación de las comunicaciones con cada uno de los controladores de la bahía. Si hay alguna falla en el sistema de comunicaciones, la función de supervisión direcciona automáticamente el control a la otra bahía de controlador que puede llevar a cabo este control, es decir, a la otra bahía controlador cuyo sistema de comunicaciones está funcionando.

Por su parte el operador puede mostrar un menú emergente, haciendo clic en el ratón en cualquier circuito, como se muestra en la siguiente fig.



A través de este menú, es posible realizar comandos para abrir y cerrar el circuito, ver medidas analógicas, activar o desactivar los comandos, ver las alarmas relacionadas con disyuntores, y activar / desactivar la función, etc.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

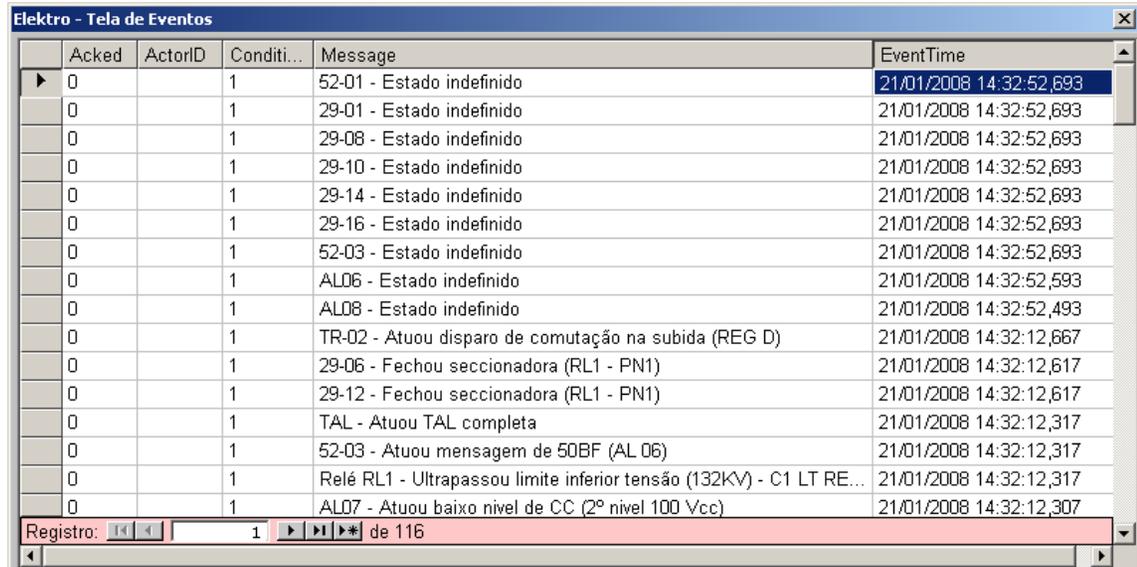
En la fig., siguiente podemos observar la información que nos muestra una pantalla de alarmas, en la cual viene datos relacionados con la alimentación, dicha información se refiere a: mediciones actuales, fase-neutro y fase a fase de tensiones, tres fases, potencia real y potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, cada fase actual de alimentación durante el último fallo, el desgaste acumulado en el circuito interruptor, el último tiempo de operación eléctrica.

La alarma y el registrador de eventos secuenciales (SER) de las pantallas se muestran en las siguientes figs.

Elektro - Alarmes Ativos			
Alarmes	<input type="checkbox"/> Alta Severidade	<input checked="" type="checkbox"/> Média Severidade	<input type="checkbox"/> Baixa Severidade
DataHora	Reconhecido	Condição Ativa	Mensagem
25/02/2008 12:06:33,248	Não	Sim	TR-01 - Falha de comunicação com relé sobrecorrente AT RL1
25/02/2008 12:06:33,238	Não	Sim	Bay de entrada - Falha de comunicação com relé RL1 - Painel I
25/02/2008 12:06:33,228	Não	Sim	AL05 - Falha de comunicação com relé RL1 - Painel PN3
25/02/2008 12:06:33,218	Não	Sim	AL07 - Falha de comunicação com relé RL3 - Painel PN3
25/02/2008 12:06:33,218	Não	Sim	TR-01 - Falha de comunicação com relé regulador REG D RL3
25/02/2008 12:06:28,281	Não	Não	SAUX - Normalizada comunicação com relé 2411
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	AL06 - Atuou mola descarregada
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	AL08 - Atuou mola descarregada
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	AL07 - Atuou baixo nível de CC (2º nível 100 Vcc)
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	RL1 PN1 - Atuou baixo nível de CC (2º nível 110 Vcc)
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	AL05 - Atuou baixo nível de CC (2º nível 100 Vcc)
25/02/2008 12:03:28,613	Não	Sim	AL06 - Atuou baixo nível de CC (2º nível 100 Vcc)
25/02/2008 12:03:28,603	Não	Sim	AL07 - Atuou mola descarregada
25/02/2008 12:03:28,603	Não	Sim	AL08 - Bloqueou religamento
25/02/2008 12:03:28,603	Não	Sim	RL1 PN2 - Atuou baixo nível de CC (2º nível 110 Vcc)

Fig. 4.4.2.- Pantalla de Alarmas.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.



Acked	ActorID	Condi...	Message	EventTime
0		1	52-01 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	29-01 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	29-08 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	29-10 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	29-14 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	29-16 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	52-03 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,693
0		1	AL06 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,593
0		1	AL08 - Estado indefinido	21/01/2008 14:32:52,493
0		1	TR-02 - Atuou disparo de comutação na subida (REG D)	21/01/2008 14:32:12,667
0		1	29-06 - Fechou seccionadora (RL1 - PN1)	21/01/2008 14:32:12,617
0		1	29-12 - Fechou seccionadora (RL1 - PN1)	21/01/2008 14:32:12,617
0		1	TAL - Atuou TAL completa	21/01/2008 14:32:12,317
0		1	52-03 - Atuou mensagem de 50BF (AL 06)	21/01/2008 14:32:12,317
0		1	Relé RL1 - Ultrapassou limite inferior tensão (132kV) - C1 LT RE...	21/01/2008 14:32:12,317
0		1	AL07 - Atuou baixo nivel de CC (2º nivel 100 Vcc)	21/01/2008 14:32:12,307

Registro: 1 de 116

Fig. 4.4.3.- Pantalla del registrador de eventos secuenciales (SER).

Los filtros se pueden programar para encontrar un evento por fecha de alarma, por alarma de texto, por alarma de bahía, etc. Tanto las alarmas y la secuencia de los eventos se muestran con una resolución de 1 milisegundo.

Cada uno de los IDE's instalados en el sistema controla su propia cd. Este control se habilitó en el IDE, por lo que cualquier alarma generada en el IDE se envía al sistema de control IEC 61850 mediante mensajes MMS. Estos datos aparecen en la lista de alarmas y SER.

Uno de los principales beneficios de la aplicación de la norma IEC 61850 en este proyecto fue el uso del protocolo peer-to-peer GOOSE para IEC 61850 para el intercambio de mensajes entre diferentes IDE's instalados.

Elektro en anteriores experiencias en proyectos de digitalización de las subestaciones mostró que la IDE asociada a transformadores de potencia son

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

los puntos críticos. El número de entradas digitales y los productos disponibles para el intercambio de toda la información necesaria para la aplicación de los sistemas de lógica es insuficiente.

La nueva filosofía del proyecto hizo posible el desarrollo y aplicación de todas las funciones de automatización de la lógica y la utilización de los insumos y productos disponibles en cada relevador.

La mejora de las condiciones de funcionamiento de la subestación, con el uso de equipos de automatización para realizar el cambio que requiere previamente un operador a ejecutar, se tradujo en un aumento de la fiabilidad del sistema, seguridad y disponibilidad, así como una gran reducción en el tiempo de interrupción que experimentan los clientes.

C O N C L U S I O N E S.

De la presente investigación se desprenden ciertas conclusiones relevantes, ya no solamente para entender la Norma IEC 61850, sino para valorar su inclusión en la industria eléctrica.

- La Norma IEC 61850 es muy importante ya que al implementarla en nuestros sistemas eléctricos nos da el beneficio de la estandarización de las comunicaciones entre los dispositivos (de diferentes fabricantes) de nuestras subestaciones, la reducción de tiempos, la exactitud de mediciones, etc., esto nos daría una oportunidad de crecimiento de nuestra subestación y seguramente lo más importante, el costo de modernización y crecimiento sería mucho menor en comparación al costo de hace algunos años.

- En México, aproximadamente el 80% de las subestaciones eléctricas utilizan métodos teóricos, analíticos y prácticos obsoletos o poco prácticos, ya que generalmente siempre existen dificultades hacia los cambios tecnológicos, me atrevo a afirmar que somos uno de los países que adoptamos los cambios técnicos y tecnológicos después de cierto tiempo, propiciamos tener rezago tecnológico., en el ámbito de las subestaciones eléctricas la propuesta para estar al día en cuestión de automatización es la implementación de la norma IEC 61850, ésta norma ha tenido una gran aceptación en el continente Europeo, han comenzado la implementación en sus subestaciones eléctricas, dicha implementación les asegura un mejor funcionamiento y un excelente rendimiento de todos sus componentes. Debido a esto es que propongo el estudio de la norma en todas sus partes (14

partes) para analizar las opciones de implementación en las subestaciones mexicanas y como consecuencia estar a la altura de los países europeos que han adoptado la implementación de la Norma IEC 61850.

- Por otro lado es importante mencionar algunas de las causas más importantes del porqué no es aceptada del todo la norma IEC 61850, básicamente es porque no existe la suficiente inversión para poder adquirir nuevos dispositivos que nos proporcionen las facilidades de interoperabilidad, otro aspecto es el no tener la suficiente capacitación para poder manejar dichos dispositivos y finalmente que el tiempo de aplicación de la norma en las subestaciones debe ser con una programación ya que no se pueden cerrar todas las subestaciones al mismo tiempo para poder llevar a cabo la implementación de la norma, es decir que mientras unas subestaciones trabajan otras serán cerradas para llevar a cabo su implementación correspondiente.
- Finalmente cabe decir que algún sector de la industria en México, básicamente PEMEX ya está llevando a cabo pruebas en sus instalaciones con el objetivo de implementar la norma, buscando estar a la vanguardia de los países europeos en cuanto a subestaciones eléctricas se refiere y sobre todo pretendiendo un manejo seguro y eficaz de sus dispositivos obteniendo grandes ventajas.

APÉNDICE A.

Ejemplo hipotético de la implementación de la norma IEC 61850.

Como se ha mencionado en el presente trabajo, la norma IEC 61850 se enfoca, dentro del objetivo de la normalización internacional, a las comunicaciones entre dispositivos inteligentes en el ámbito de una subestación eléctrica. En realidad la norma IEC 61850 es un conjunto de normas que abarcan desde requisitos eléctricos o de calidad, hasta plataformas o perfiles de comunicación, pasando por la gestión de sistemas o la definición de modelos de datos y servicios.

Entre los principales objetivos de la norma IEC 61850 está la reducción del número de protocolos de comunicación existentes dentro de la subestación eléctrica, evitando los protocolos privados de cada fabricante. Otros objetivos son el facilitar la integración entre equipos de diversos fabricantes (interoperabilidad), facilitar el acceso a todos los datos de la subestación de forma que todos los datos estén accesibles para todas las aplicaciones, facilitar el intercambio de datos entre empresas eléctricas, facilitar la ingeniería y el mantenimiento y mejorar la calidad y la fiabilidad del sistema.

El objetivo del siguiente ejemplo es mostrar un fragmento de un sistema integrado de protección y control bajo el estándar IEC 61850 en una subestación típica. En dicho ejemplo se supondrá la participación de varios fabricantes de equipos de protección. Dicha subestación está compuesta por 2 líneas de entrada de 30 kV y 8 líneas de distribución de 13.8 kV conectadas a dos barras de media tensión.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

En la figura A-1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación, así como el subconjunto de elementos involucrados para protección y control basado en la arquitectura IEC 61850.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

El sistema integrado consistirá en una unidad de control de subestación (SCU), con la interfaz hombre-máquina (HMI) y la comunicación con el departamento de telecontrol bajo el protocolo IEC 60870-5-101, y relés de protección de sobreintensidad en todas las líneas y en el transformador.

Todos los equipos estarán conectados por una red Ethernet a 100 Mbps mediante switches para evitar colisiones entre mensajes. La instalación de “Aragón II” dispondrá de un sistema de protección y control bajo la norma IEC 61850 el cual gracias a los registros de eventos realizados por las protecciones se podrá comprobar la correcta actuación de las mismas ante las diversas fallas reales que se puedan presentar.

La norma define dos buses de campo dentro de la subestación, el bus de subestación y el bus de proceso. El bus de proceso es aquel que conecta los dispositivos a nivel de bahía con los dispositivos a nivel de proceso, como pueden ser entradas/salidas remotas inteligentes o sensores.

Para la comunicación entre dispositivos se utiliza el protocolo TCP/IP que contempla la norma en su parte 8-1, que tal y como se define es el perfil mínimo de interoperabilidad que debe cumplir cualquier dispositivo a nivel de bus de subestación. Este perfil especifica el mapeo de los modelos de datos y servicios sobre MMS (Manufacturing Message System) a nivel de aplicación y a su vez sobre TCP/IP en los niveles de transporte y de red.

La posibilidad de comunicación horizontal entre los diferentes dispositivos de protección y control del nivel de bahía es uno de los servicios que nos representará una mayor diferencia respecto de los tradicionales sistemas de control basados en un modelo maestro/esclavo, en los que un equipo realiza las funciones de concentrador de la información de todas las

posiciones y los equipos situados a nivel de cada posición no disponen de conexión a través de un bus de comunicaciones entre ellos.

Los servicios de comunicación horizontal proporcionan un sistema rápido y fiable de intercambio de valores de entrada y salida a través del sistema. El objetivo fundamental de este servicio es la supresión del tradicional cableado físico entre equipos, permitiendo así una reducción de los costos de la instalación e ingeniería. En este punto vale la pena realizar una aclaración sobre la terminología empleada para evitar malas interpretaciones. El estándar IEC 61850 define dos tipos de mensajes asociados a las comunicaciones horizontales: los mensajes GOOSE y los mensajes GSSE.

Los mensajes GOOSE permiten el intercambio de cualquier tipo de información, digital o analógica, mientras que los mensajes GSSE definen un intercambio de información de estados digitales (parejas de bits) y se ha definido para mantener compatibilidad con los mensajes definidos en la arquitectura UCA.

Por lo tanto debe tenerse en cuenta que los mensajes que la arquitectura UCA define como GOOSE, en el ámbito de la IEC 61850 se denominan mensajes GSSE.

La coordinación se realizará de la siguiente manera:

La señal de arranque de la unidad instantánea de sobreintensidad del relevador de protección situado en la línea de distribución es transmitida dentro de un mensaje GOOSE al relevador de protección situado en la posición de transformador.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

La señalización recibida en el mensaje GOOSE bloquea la unidad instantánea de sobreintensidad a la que se ha aplicado un pequeño retardo. Si la unidad instantánea del relé situado en la línea tras detectar la falla abre el interruptor, la caída de la señal de arranque es nuevamente enviada mediante un mensaje GOOSE al relevador de la posición de transformador y la condición de bloqueo desaparece.

Este esquema de coordinación de protecciones permite por lo tanto acelerar el disparo en caso de una falla en barras, utilizando la unidad instantánea del relé de la posición del transformador con un pequeño retardo, evitando los disparos en barras en caso de las fallas en líneas, que serán despejadas por los relevadores correspondientes.

La figura siguiente, nos muestra un detalle de algunos otros datos adicionales que nos puede arrojaran cada dispositivo. En este punto es importante recordar que la interoperabilidad se garantiza si todos estos dispositivos trabajan bajo el mismo protocolo (TCP/IP en este ejemplo) no importando el fabricante de cada dispositivo. De hecho el objetivo final es la integración de todas las señales útiles para la protección y el control de la subestación.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

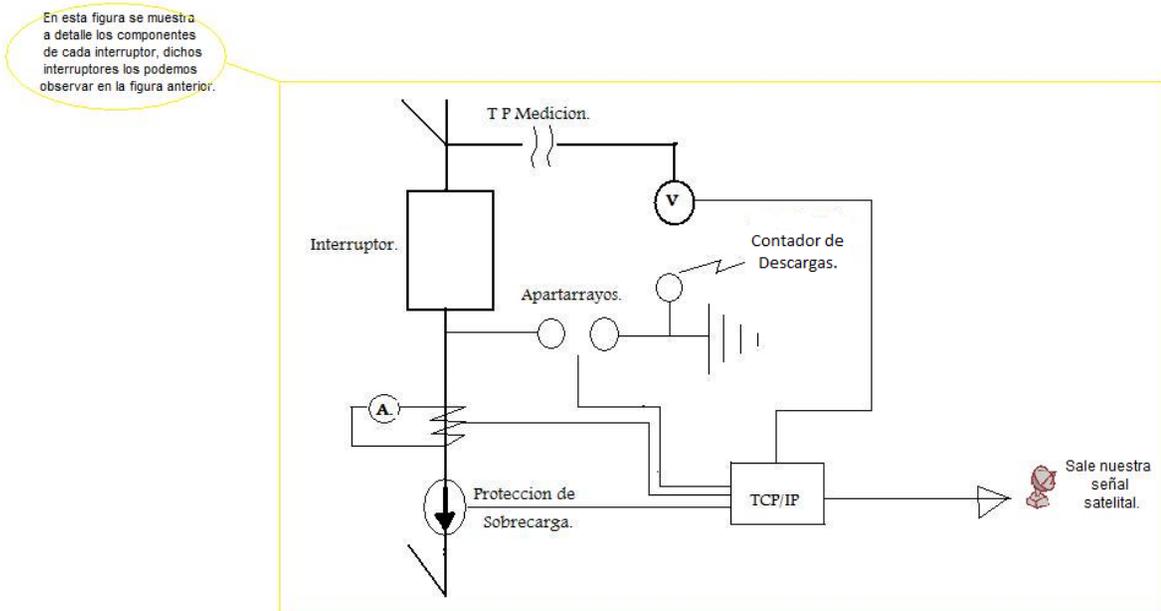


Fig. A-2 Esquema de señales de Protección y Control.

En esta figura podemos observar el detalle de los datos que nos puede arrojar cada dispositivo, dichos datos pueden ser la lectura de voltaje, de corriente, el número de descargas que ha recibido cada dispositivo, etc.

Uno de los objetivos del proyecto es alcanzar tiempos de transmisión de los mensajes GOOSE en el entorno de los de 10 milisegundos. Este objetivo se estableció teniendo en cuenta la definición que realiza la norma en su parte 5 y que define el tiempo total de transmisión como el tiempo necesario para la transmisión completa del mensaje mas el tiempo necesario de proceso en ambos extremos.

Esta suposición está basada en referencias de proyectos reales, en donde se menciona que ya que se han conseguido tiempos de transmisión de los mensajes GOOSE del orden de 5 ms.

Estudio y análisis del Impacto de la norma IEC 61850 en el sector eléctrico.

Finalmente se puede concluir lo siguiente:

La nueva arquitectura IEC 61850 ha generado grandes expectativas a nivel internacional y se presenta como solución imprescindible en los nuevos sistemas integrados de protección y control para subestaciones eléctricas.

En el presente ejemplo hipotético se ha pretendido ofrecer una visión general sobre la nueva arquitectura de comunicaciones IEC 61850 presentando algunas de sus características más importantes.

GLOSARIO.

LAN: Local Area Network (Red de Área Local).

OSI: Open System Interconnection (Interconexión de Sistemas Abiertos).

MAC: Media Acces Control (Control de Acceso al Medio).

CONCENTRADOR: Es un dispositivo que permite centralizar el cableado de una [red](#) y que nos da la posibilidad de poder ampliarla. Esto significa que dicho dispositivo recibe una señal y repite esta señal emitiéndola por sus diferentes puertos.

TCP/IP: Transmission Control Protocol/Internet Protocol (Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet)

ADSL: Asymmetric Digital Subscriber Line (Línea de Suscripción Digital Asimétrica).

IED: Intelligent Electronic Devices (Dispositivo Electrónico Inteligente).

ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional para la estandarización).

BIBLIOGRAFIA.

1.- Pereda, R., Becerril, G., “NUEVOS SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL BASADOS EN IEC 61850, PRIMERAS EXPERIENCIAS”.

RVP-AI/2005, IEEE Sección México, 10 – 16 Jul. 2005

Reunión de Verano de Potencia.

2.- Ocón, V. R., Cancino, Q. A., Cruz, D. D., “CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES MOVILES”.

RVP-AI/2006, IEEE Sección México, 9 – 15 Jul. 2006.

Reunión de Verano de Potencia.

3.- Gutiérrez, R. J., López, R. J., Romero, C. M., “EXPLOTACION DE INFORMACION Y TOMA DE DECISIONES EN TIEMPO REAL EN SUBESTACIONES”.

RVP-AI/2007, IEEE Sección México, 8 – 14 Jul. 2007.

Reunión de Verano de Potencia.

4.- Fuentes, E. G. “IEC 61850 El Nuevo Estándar en automatización de Subestaciones”.

ABB POWER TECHNOLOGIES, 13 – 06 – 2005.

5.- Mateo, D. C., Talavera, M. J., “Los sistemas eléctricos ante un nuevo cambio, el impacto de la norma CEI 61850”.

Proyecto europeo IELAS (Contract N° G5RDCT-2001-00549).

6.- Risley, A., Roberts, J., LaDow, P., “Electronic Security of Real-Time Protection and SCADA Communications”.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA

15 – 06 – 2004.

7.- www.abb.com/abbreview

Revista Técnica Corporativa del Grupo ABB.
Abril, 2007.

8.- Corona, Carlos., "FUTURO EN EL PROCESO DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS".

Simposium Latinoamericano de la Energía.
18 – 08 – 2008.

9.- J. Mcdonald, "*Electric Power Substations Engineering*".

U.S.A. 2003.