



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

“El estado del arte en la automatización de subestaciones”

Tesis

Que para obtener el título de:

Ingeniero Eléctrico Electrónico

Presenta:

Cinthia Lucero Sánchez Sánchez

Director de Tesis:

Ing. Augusto O. Hintze Valdez



Ciudad Universitaria Abril 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Largo ha sido el recorrido hasta este punto de mi vida marcado por la culminación de este trabajo profesional, el cual lleva impreso el sello de todo aquello que me caracteriza y de todas las personas importantes en mi vida...

Agradezco sinceramente a Dios por haberme dado la dicha de la vida, el arte del que día a día aprendo cosas nuevas. Gracias a mi madre, por haber antepuesto mi vida, mi bienestar y mis necesidades, ante todo e incluso ante ella misma, por haberme enseñado a ser dedicada, responsable y por alentarme todos los días a ser una mejor persona. Gracias a mi padre por estar presente en mi vida, por dejar de lado su vida para darme incluso lo que no tenía, por respetar mi individualidad y enseñarme lo que es la humildad.

... las primeras personas que encontramos en nuestra vida son nuestros padres, pero a cada paso que damos y mientras más avanzamos nos damos cuenta de que existen personas a nuestro alrededor que nos brindan su amor, amistad y que nos hacen sentir parte de su familia.

Y es en este instante en donde te agradezco, hermano, los momentos inolvidables de nuestra infancia que hoy día son los que a pesar de todo nos mantienen unidos y nos recuerdan que estamos ahí el uno para el otro.

He tenido la fortuna de contar con el apoyo incondicional y la experiencia de mis tíos, Mary, Manuel, José Refugio y Blanca, así como con el cariño de mis primos, Jorge y Montse, en esos momentos en los que pierdes el sentido de pertenencia, el rumbo correcto de tu vida y las ganas de seguir adelante, gracias por estar ahí.

Las personas que llegan a nuestra vida no siempre se quedan en ella pero dejan una huella en el alma y en el pensamiento. Mis abuelos, quienes cuidaron de mi cuando más vulnerable era; Maggie, quien siempre tuvo el tiempo y el consejo apropiado en momentos clave; Sergio, que aunque lejos te encuentras siempre has estado conmigo; Mauricio, sin tu ayuda no habría sido posible resolver esas pruebas que aún sigo alucinando, gracias a ustedes y a todos aquellos que han estado a mi lado y me han hecho feliz. Pero las personas que se quedan, día a día llenan nuestra vida de sonrisas cuando triste estamos, nos brindan su ayuda y nos dan su consejo cuando agobiados y confundidos nos sentimos, y comparten con nosotros las aventuras de la vida. Esas personas son mis amigos a quienes agradezco entrañablemente su amistad y cariño: Ricardo S., Francisco M., David A., Alejandro A., Ángel G., David M., Eduardo R., Gerardo T., Rubén V., Oswaldo G.

Y de igual forma agradezco a todos aquellos que han sido mis maestros, por compartir su conocimiento y sus enseñanzas, gracias a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México por todas las oportunidades brindadas y en especial gracias a mi Director de tesis, el Ing. Augusto O. Hintze por todo el apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

Y como lo mencione anteriormente, a cada paso que damos nos relacionamos con nuevas personas, y yo he tenido la fortuna de conocer y convivir con la Fam. Cabrera Cortés y el Sr. Leocadio, gracias a todos ustedes por su hospitalidad y su apoyo.

Y no podría terminar sin agradecerte a ti, Jorge Cabrera C. no solo por todo el apoyo que me has dado en todas las formas posibles que se le puede dar a una persona, sino también, por creer en mi e impulsarme día a día a seguir adelante, por ser mi amigo y compartir conmigo tus conocimientos, tus experiencias, tus aventuras y tus sentimientos, gracias por todo eso, Amor.

El camino sigue y, nuevos retos y oportunidades se presentarán y yo seguiré enfrentándolos y aprovechándolos de la mejor forma posible.

CONTENIDO

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	3
CAPÍTULO 2 DESARROLLO DE LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (ÚLTIMOS 20- 25 AÑOS)	6
2.1 AUTOMATIZACIÓN LOCAL.....	6
2.2 SISTEMAS SCADA.....	8
2.3 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES: DEI'S	9
2.4 REDES DE COMUNICACIÓN: LAN'S Y WAN'S	11
2.5 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	12
CAPÍTULO 3 ESTRUCTURAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL.....	20
3.1 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE SUBESTACIONES.....	21
3.2 ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS CONVENCIONALES.....	23
3.3 ESTRUCTURAS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL NUMÉRICOS	24
3.3.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL.....	24
3.4 ESTRUCTURAS DE CÓMPUTO EN LAS SUBESTACIONES	25
3.5 CARACTERÍSTICAS ESPECIALES DE LOS MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN Y CONTROL DIGITAL.	31
CAPÍTULO 4 CONSIDERACIONES SOBRE EL PROTOCOLO IEC-61850	33
4.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL IEC-61850	33
4.1.1 ¿QUÉ ES LA AUTO-DESCRIPCIÓN?	34
4.1.2 ¿QUÉ ES EL SCL?	35
4.1.3 ¿QUÉ ES LA CONFIGURACIÓN ASISTIDA POR POTENCIA?	37
4.2 EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES PARA LA MIGRACIÓN	38
4.2.1 GATEWAYS.....	38
4.2.1.1 GATEWAYS INTELIGENTES	39
4.2.2 RUTEADORES	39
4.2.3 PROXY	39
4.3 MENSAJES GSE	39
4.4 ¿QUÉ SON LOS MENSAJES GOOSE?	40
4.4.1 USO DE MENSAJES GOOSE POR IEC-61850	40
4.5 FILOSOFÍA BLOQUEO DISTRIBUIDO.....	43
CAPÍTULO 5 CASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL MUNDO.....	46
CASO1. MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN.....	46
CASO 2. SUSTITUCIÓN TOTAL O PROYECTO NUEVO.....	54
CAPÍTULO 6 IMPLEMENTACIÓN EN LA CFE (PROYECTO PILOTO EN LA SE LA VENTA)	58
CAPÍTULO 7 EL FUTURO DE LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	66
CAPÍTULO 8 CONCLUSIONES.....	70

ANEXO 1	PIRÁMIDE DE LA PRODUCTIVIDAD EN LA AUTOMATIZACIÓN.....	72
ANEXO 2	TOPOLOGÍAS.....	74
ANEXO 3	ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.	80

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.3.1 DIAGRAMA DE BLOQUE SIMPLIFICADO DE UN DEI	10
FIGURA 2.4.1 ESQUEMA RED LAN DE LA SUBESTACIÓN	12
FIGURA 2.5.1 MODELO OSI	14
FIGURA 2.5.2 EJEMPLO DE RED INTEGRADA EN LA ARQUITECTURA UCA.....	15
FIGURA 2.5.3 ESTRUCTURA PROTOCOLO DNP (3 CAPAS)	16
FIGURA 2.5.4 RED INTEGRADA CON EL PROTOCOLO IEC 61850.....	18
FIGURA 3.1 ESTRUCTURA JERÁRQUICA PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE POTENCIA	20
FIGURA 3.1.1 ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA UNA SUBESTACIÓN	21
FIGURA 4.4.1 ACCIÓN DE DISPARO DE LA FUNCIÓN DE BLOQUEO.....	42
FIGURA 4.5.1 DIAGRAMA LÓGICO PARA EL BLOQUEO DISTRIBUIDO	44
FIGURA 5.1 ALCANCE TÉCNICO DEL SISTEMA INTEGRA	47
FIGURA 5.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA PILOTO DE INTEGRA	50
FIGURA 5.3 FALLA DE INTERRUPTOR (50FB)	55
FIGURA 5.4 MENSAJES GOOSE PERMITEN UN RÁPIDO DISPARO DE BUS SIN CABLES DE COBRE.....	56
FIGURA 6.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	58
FIGURA 6.2 ARQUITECTURA INICIAL.....	59
FIGURA 6.5 OPERACIÓN DEL 86FI VÍA GOOSE: 8 [MS] MÁS RÁPIDO QUE EL CABLEADO.	63
FIGURA 7.1 ARQUITECTURA SIN BUS DE PROCESOS Y CON BUS DE PROCESOS	67
FIGURA A.1 MODELO PIRAMIDAL.....	73
FIGURA B.1 TOPOLOGÍAS BÁSICAS DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	74
FIGURA B.2 TOPOLOGÍA DE HARDWARE BASADA EN IHM	75
FIGURA B.3 TOPOLOGÍA BASADA EN UTR.....	76
FIGURA B.4 TOPOLOGÍA DESCENTRALIZADA	77
FIGURA B.5 MÉTODOS DE INTERCONEXIÓN DE HARDWARE.....	78

PRÓLOGO

Cuando se analiza el entorno de la operación y mantenimiento de las subestaciones de un sistema de potencia eléctrica, siempre sobresale el tema de las innovaciones en materia de la protección y el control de los equipos que la conforman lo cual esta íntimamente ligado a los procesos de automatización.

Lo anterior producto de los innegables desarrollos de la tecnología de la información, de los más recientes relevadores y equipos de control digitales, (conocidos en general, como DEIs: dispositivos electrónicos inteligentes), de las redes de comunicación (LANs), así como de los equipos complementarios, con los que se obtiene una mayor integración de funciones, una disminución en el número de aparatos con la consiguiente reducción de alambrado y uso de espacio, que en conjunto presentan una magnífica oportunidad para mejorar la operación, el mantenimiento, el manejo de las enormes cantidades de datos que producen los DEIs.

En tal circunstancia se tiene la posibilidad de realizar con más precisión el análisis del comportamiento del sistema de potencia y de los sistemas de protección y control, además de mejorar la planeación del crecimiento de la infraestructura del sistema de potencia y de las ampliaciones de las subestaciones, todo lo anterior con un ahorro importante en la inversión y con una tasa de retorno generalmente muy atractiva. La aplicación de todos esos desarrollos recibe el nombre de automatización de la subestación, y es un tema que nunca termina, esta siempre en evolución; cada día se incrementan las aplicaciones y los resultados que se obtienen redundan en el aprovechamiento de las oportunidades antes mencionadas.

El objetivo de este trabajo es mostrar un panorama actualizado, una fotografía instantánea, del estado del arte que guarda la Automatización de la Subestación, ofreciendo información sobre los proyectos más modernos, de los logros obtenidos y de las dificultades que han sorteado para estar en el filo de dicho estado del arte. También, se establecen los retos a los que se están enfrentando actualmente y que están en camino de resolverse en los próximos años, sin dejar de mencionar los que todavía no tienen una fecha prevista en el futuro para resolverse. El propósito es tener información que sea útil para aquellas personas que quieran iniciarse en el complejo mundo del diseño, de la operación y de la planeación de sistemas de protección, control, medición y supervisión de las subestaciones.

Como resultado secundario se tendrá una recopilación de información actualizada y conjunta de forma que se podrá consultar en un solo documento y que actualmente se encuentra dispersa en muchas fuentes de información relativas a distintas aplicaciones de tipo industrial, siendo que la automatización de subestaciones eléctricas es un caso evidentemente especial como se verá más adelante en este trabajo.

Para lograr este objetivo, se consultó una gran cantidad de documentos que se mencionan en el Anexo 1, en el Capítulo 1 se presenta una breve introducción acerca de la automatización de subestaciones, en el Capítulo 2 se presenta la historia en los últimos años del desarrollo de la Automatización de las Subestaciones, en el Capítulo 3 se exponen las estructuras de los sistemas de Control y protección digitales, en el Capítulo 4 se comentan los Protocolos que han sido utilizados al paso del tiempo, haciendo énfasis en el Estándar IEC 61850 que marca la tendencia actual. En el Capítulo 5 se presentan comentarios sobre algunos proyectos en Estados Unidos y en otras partes del mundo, dejando el Capítulo 6 para comentar el Proyecto de la Subestación La Venta de CFE. El Capítulo 7 se dejó para comentar los retos a corto y mediano plazo que tiene la Automatización de Subestaciones y que nos hablan del futuro de la misma, y finalmente las Conclusiones se establecen en el Capítulo 8.

Capítulo 1 Introducción

Las empresas eléctricas buscan actualmente aumentar la calidad en el suministro de la energía eléctrica, los requisitos de funcionalidad y confiabilidad en los sistemas de protección. Considerando que ahora las redes eléctricas son más grandes debido al aumento de usuarios, existe también una constante presión para reducir los costos de mantenimiento, de operación así como los de personal.

La propuesta para la reducción de dichos costos es invertir en la renovación de las subestaciones que siempre irá enfocada a la automatización. Para llevar a cabo esta renovación o actualización es necesario realizar una evaluación de los sistemas de control y protección, seguida del desarrollo de una estrategia para un programa de reemplazo. Enfocándose en los siguientes rubros:

- ⇒ Integrar las funciones de protección y de control para desarrollar y distribuir información que ayude en todos los aspectos de los negocios y operaciones de la empresa. Tanto de los flujos de datos para operación, como los que no lo son.
- ⇒ Utilizar las características de los nuevos dispositivos microprocesados y sistemas para reducir la cantidad de equipo, de espacios y de fallas de hardware, obteniendo el mejoramiento del comportamiento de la protección.
- ⇒ Reducir y finalmente eliminar el mantenimiento basado en tiempo (por el basado en la condición), a la vez que se mejora la disponibilidad, la seguridad y la dependabilidad.
- ⇒ Prever y definir puntos sobre la administración de las características de los nuevos relevadores, sistemas y extracción de los datos.
- ⇒ Desarrollar un análisis beneficio-costos para justificar la inversión en un programa completo de modernización.

La estrategia a la que algunas empresas han recurrido, es combinar funciones y elementos probados, de manera que no se corran riesgos generando parches y que estos a su vez conlleven a más problemas de los que se tenían en un principio. Al recurrir a dicha estrategia se pretende lograr los siguientes objetivos:

- ⇒ Mayor seguridad en la red
- ⇒ Reducción en los costos de instalación, operación y mantenimiento
- ⇒ Eliminación de dispositivos innecesarios

- ⇒ Obtención de reportes sobre el estado y comportamiento de los equipos de forma rápida y confiable
- ⇒ Proporcionar funciones avanzadas donde antes no estaban justificadas
- ⇒ Vigilancia del sistema, del equipo y registro de datos
- ⇒ Obtención de datos sobre la condición del equipo para programar mantenimiento y asignar prioridades en la inversión de capital

El renovar o actualizar y el combinar funciones y elementos, no son los únicos requisitos para contar con una subestación automatizada. Si no que es necesario, establecer un protocolo estándar que permita cumplir los objetivos anteriormente descritos.

La justificación del por que hacer uso de un protocolo estándar:

- ⇒ Considera el modelado de los diferentes datos requeridos en una subestación
- ⇒ Define los servicios básicos requeridos para transferir datos, así que permite el mapeo principal del protocolo de comunicación.
- ⇒ Promoción de la interoperabilidad entre sistemas de diferentes proveedores.
- ⇒ Un método común y formato para el almacenamiento de datos completos.

El tener una subestación automatizada es sinónimo de trabajar con una arquitectura integrada, la cual tiene las características de contar con una red de área local (LAN) que permita tener una integración operacional y sea el medio de comunicación de los DEIs. Por medio de esta red operaran el sistema SCADA, EMS y la interfaz hombre-máquina, de igual forma los relevadores, DEIs y las bases de datos se integraran en una red de área ancha (WAN) corporativa, para que toda la empresa tenga acceso a la información que no es para la operación en la subestación. Los DEIs utilizados para el monitoreo del equipo evalúan y comunican los datos de operación de los equipos más costosos.

Este tipo de subestación integra una nueva familia de relevadores multifunción en subgrupos sumamente aislados y redundantes los cuales contaran con una protección mejorada.

Para obtener el máximo beneficio de los dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) introducidos a las nuevas subestaciones y a las subestaciones que se han ido modernizando, es necesario que entre estos dispositivos existan tres niveles de compatibilidad, los cuales son: interconectividad, interoperabilidad e intercambiabilidad. Esto aún no se ha logrado completamente debido a los diferentes rangos de funciones y capacidades de los DEIs, como por ejemplo: los protocolos de comunicación utilizados, ya que la diversidad de estos hace muy difícil la integración de los equipos.

Por lo cual uno de los problemas al cual nos enfrentamos actualmente es a la búsqueda de una estandarización de protocolos para lograr la sistematización de los procesos desde diferentes niveles, incluyendo Internet.

Capítulo 2 Desarrollo de la Automatización de Subestaciones (Últimos 20-25 años)

Aproximadamente hace 20 años surgieron los primeros sistemas de control de subestaciones como resultado de dos perturbaciones tecnológicas: la aparición de los primeros relevadores digitales, los cuales tienen posibilidades de comunicación, y la difusión masiva de las PC's, que se utilizaron principalmente para aplicaciones industriales. Es a partir de ese momento cuando se inician cambios relevantes en la operación y en la infraestructura de las subestaciones como resultado de los avances tecnológicos, el desarrollo del hardware y del software.

Es de hacer notar que la automatización de subestaciones representa un reto especial en función de la proximidad que se tiene de los dispositivos utilizados y los medios de comunicación con altas y medias tensiones, en tal circunstancia los requisitos de su aplicación tienen que ser más rigurosos respecto a la automatización industrial convencional.

Las diferencias principales son: La detección y señalización, de tensiones y corrientes más altas, la detección de sucesos con una precisión del orden de 1ms, el corto tiempo de respuesta (unos cuantos ms) y los requisitos más estrictos de verificación de EMC (compatibilidad electromagnética) y EMI (interferencia electromagnética).

2.1 Automatización Local

La infraestructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia se va formando conforme a al crecimiento constante de la demanda, el cual va cambiando año tras año. Cada nueva ampliación o nueva instalación, se diseñan conforme al estado del arte del momento, utilizando los recursos y la experiencia propios de cada empresa. A través del tiempo el estado del arte, las prácticas recomendadas y la experiencia van cambiando por lo que existe una gran brecha entre las instalaciones presentes con respecto a las que se tenían en un inicio, sin embargo estos cambios no han sido homogéneos debido a las dificultades técnicas y económicas para hacer una modernización completa y sobre todo continúa. La actualización de las instalaciones se realiza cuando existe una falla en el equipo o ante la falta de confiabilidad de operación de un elemento pero esto nos conduce hacia otro problema, ya que la explotación de los datos que arroje el nuevo dispositivo, no se podrá llevar a cabo a plenitud.

De forma simultánea, se ha dado el avance en las comunicaciones con el desarrollo de la fibra óptica y las redes de área local que comenzaron a tener mucho auge en las industrias, oficinas y escuelas.

En la década de los 60's las protecciones para las líneas eran electromecánicas, tenían un juego de relevadores, donde cada uno realizaba su función de forma independiente. Por ejemplo un relevador se encargaba de la protección de fallas de fase a tierra, y este mismo relevador contaba con tres unidades más para determinar en que zona se había producido la falla 1,2 ó 3, en total se tenían 6 relevadores con 18 unidades de protección. Además se contaba con un relevador de tiempo para ayudar a discriminar las fallas entre zonas.

La protección de línea contaba con un sistema de comunicación de onda portadora por línea de alta tensión que permitía implementar el esquema de bajo alcance permisivo para acelerar el disparo de zona dos del interruptor del extremo opuesto cuando la falla era cercana al otro extremo.

Cuatro relevadores adicionales proporcionaban la protección de respaldo, generalmente tres de sobrecorriente direccional con unidades instantánea y de tiempo inverso para fallas entre fases AB, BC y CA respectivamente, y uno para fallas de fase a tierra.

La operación de los relevadores de protección primaria como los de respaldo se verifica con equipo de prueba, con el que se inyectaban voltajes y corrientes semejantes a los que se tendrían ante la presencia de una falla.

Con el paso del tiempo se desarrollaron los relevadores estáticos de segunda generación con componentes integrados que dominaron durante una década el mercado de las protecciones, y fue en la mitad de la década de los 80's cuando aparecieron los primeros relevadores digitales a distancia, que en un principio se utilizaron como localizadores de fallas, dejando las funciones de protección de distancia solo como supervisadas para comparar su desempeño con los relevadores electromecánicos. También se desarrollaron relevadores digitales de sobrecorriente, frecuencia, etc. Los registradores de eventos en secuencia SOE (Sequence of Events) ocuparon un lugar en los tableros de protección, medición y control.

La integración de funciones permitía obtener la información de los voltajes y corrientes en estado estable y durante fallas transitorias. El ingeniero de protección se podía comunicar con el relevador mediante línea telefónica desde la oficina hasta la subestación y de ahí al equipo mediante una interfaz y un protocolo que generalmente proporcionaba el fabricante, protocolo "propietario".

A principios de los 90's varias empresas iniciaron la aplicación de las primeras generaciones de relevadores microprocesados, este tipo de equipos tiene la función de almacenar los valores de operación o registro de eventos para tipo de fallas, oscilografía, corriente, localización de fallas, reportes de autodiagnóstico y cambios de parámetros en forma remota.

2.2 Sistemas SCADA

Durante los años 60 la Automatización de Subestaciones se reducía a la comunicación mediante un sistema de control supervisorio y de adquisición de datos, SCADA, de las señales de corriente, voltaje, Watts y VARs obtenida de transductores, a la transmisión de señales de protección operada o alarma encendida y finalmente permitir el cierre o apertura de los interruptores. El número de canales era muy limitado por razones de costo.

Los primeros SCADA eran sistemas de telemetría que proporcionaban reportes periódicos de las condiciones de campo vigilando las señales que representaban medidas y/o condiciones de estado en ubicaciones de campo remotas. Estos sistemas ofrecían capacidades muy simples de monitoreo y control, sin proveer funciones con aplicación. La visión del operador en el proceso estaba basada en los contadores y las lámparas ubicados detrás de los paneles.

Con la evolución de la tecnología de las computadoras fue posible agregar la capacidad de programar funciones de control más complejas. Los primeros sistemas de automatización SCADA fueron modificados con programas de aplicación específicos para asistir a requisitos de algún proyecto particular.

Los sistemas SCADA hoy en día continúan funcionando como centro de responsabilidades operacionales, pero también se desempeñan como suministradores de datos a los sistemas y usuarios fuera del ambiente del centro de control que dependen de la información oportuna en la cual basan sus decisiones económicas cotidianas, esto se basa en el concepto de la pirámide de la automatización (Anexo 1).

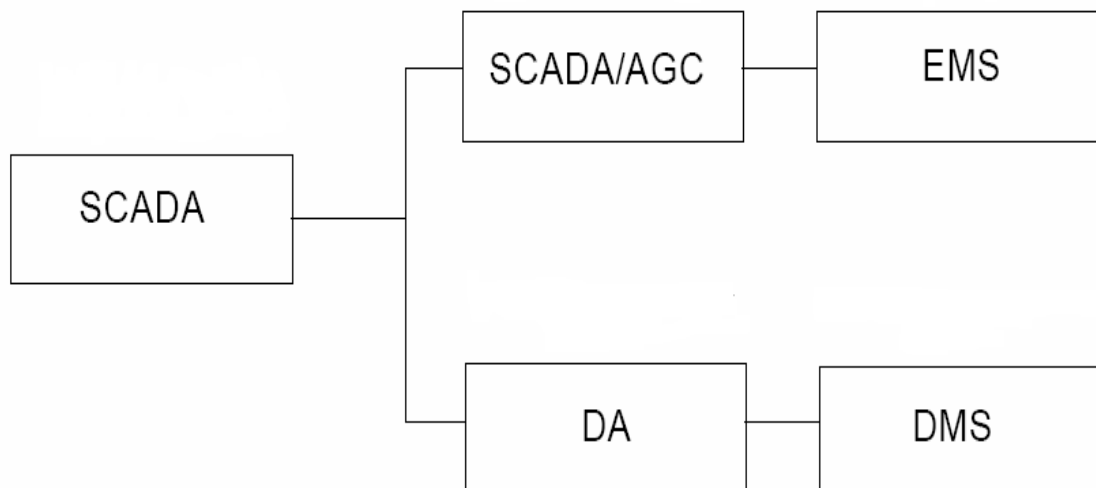


Figura 2.2.1 Diagrama de Aplicaciones de un sistema SCADA

En general la funcionalidad básica de la automatización de sistemas eléctricos incluye la protección del equipo del sistema eléctrico, el control del flujo de potencia, la monitorización del proceso de suministro energético y la supervisión del estado del equipo.

Algunas aplicaciones típicas de automatización de sistemas eléctricos son las que se resumen a continuación:

- ⇒ Central eléctrica:
 - Subestación de transmisión
 - Subestación de distribución secundaria
 - Estación generadora de potencia distribuida

2.3 Dispositivos Electrónicos Inteligentes: DEI's

Las presiones en **reducción de costos y los tiempos de reacción más rápidos, son los principales motivos para la competencia en los mercados de energía**. En la automatización de subestaciones, esto ha conducido a dispositivos multi-funcionales llamados DEI's (*Dispositivos Electrónicos Inteligentes*), donde un solo dispositivo reemplaza el conjunto de relevadores que se necesitaban anteriormente y se acoplan a la mayoría de las aplicaciones. Estos dispositivos son mucho más compactos que sus predecesores y su tiempo de fabricación es relativamente corto; la forma de interconectarlos también ha cambiado, la mayoría del alambrado paralelo dedicado, ha sido reemplazado por redes de comunicación en serie.

Los modernos DEI's son capaces de generar grandes cantidades de información a consecuencia de su continua integración funcional. Por ejemplo un relevador de protección de distancia puede tener alrededor de 5,000 ajustes accesibles a través de la red de comunicaciones, además de los valores instantáneos en tiempo real y los registros de perturbaciones.

Los DEI's que realizan funciones de adquisición de datos, protección, medición y control son una pieza esencial para la operación y gestión de subestaciones de forma eficiente y a un costo reducido.

Un DEI multifuncional convencional incluye varios módulos funcionales requeridos para realizar sus tareas: transformadores de entrada, filtros analógicos, convertidores analógico-digitales, filtros digitales, elementos de protección, medición, control y registro. Estos dispositivos se encuentran conectados con alambres a los TC's, TP's, contactos auxiliares y bobinas de disparo de los interruptores, tal como se muestra en la figura 2.3.1

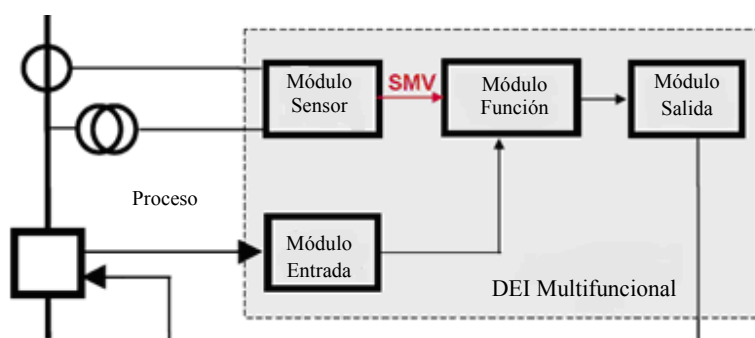


Figura 2.3.1 Diagrama de Bloque Simplificado de un DEI

La utilización de los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) introducirá nuevas oportunidades de mejora en la operación de los sistemas debido a la gran capacidad de comunicación que estos dispositivos proporcionan. La integración de los DEI's en una red LAN permitirá la utilización de protocolos de comunicación normalizados además de los siguientes beneficios:

- ⇒ Menor número de terminales de campo, de alambrado, de mano de obra y mantenimiento asociados debido a la reutilización de los datos detectados por un DEI digitalmente comunicado a los DEI's integrados y a otros clientes de datos.
- ⇒ Menor cantidad de procesos y de funciones de aparatos no supervisadas vía el uso de DEI's que, además de realizar sus funciones primarias, también realizan el diagnóstico continuo sobre su propio comportamiento y del equipo que están monitoreando.
- ⇒ La utilización de los DEI's en los sistemas de protección, automatización y control crea una estructura jerárquica de dispositivos multifunción con diferentes niveles de complejidad. La adquisición y proceso de información se lleva a cabo lo más cerca posible del dispositivo que la genera, de forma que se reduzca el tráfico de datos dentro de la subestación como en la red de control.
- ⇒ La reducción de la cantidad de conexiones para comunicaciones usando métodos que permiten la convivencia (interleave) de múltiples trayectorias de comunicaciones dentro de una sola conexión serie o Ethernet.
- ⇒ Disminución de la cantidad de DEI's debido al hecho de que los DEI's multifunción más nuevos reemplazan a varios DEI's de propósito individual, y a que la integración de los datos de los DEI's elimina varios sistemas tradicionales autosoportados incluyendo aquellos que realizan la medición para el SCADA, las mediciones para facturación, el registro de eventos en secuencia, y el registro digital de fallas.

Un punto importante en el uso de los DEI's, es la sincronización en tiempo de estos. Para lograr dicho propósito es necesario contar un Sistema de Posicionamiento Global (GPS), esto permitirá contar con una misma base de tiempo en diferentes equipos e instalaciones y, así poder contar con bases de datos más confiables para cualquier análisis requerido y la disponibilidad de datos filtrados con una precisión cuantificable (valor y tiempo. Esta base de tiempo estará basada en un código de tiempo estándar llamado IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group, señal B000).

2.4 Redes de Comunicación: LAN's y WAN's

La tecnología IP (*Internet Protocol*) es considerada como la mejor alternativa para la implementación de servicios de operación. Esta afirmación viene refrendada por iniciativas como el UCA y por la nueva normativa IEC-61850. Esta contempla la conexión directa de la red local de la subestación con la red WAN TCP/IP, lo cual provee un incremento en la capacidad de transferencia de información, la posibilidad de compartir infraestructuras de comunicación y compatibilidad con el resto de las tecnologías de Internet.

La conexión de la red LAN con la red WAN requiere por lo general de una función de *gateway* cuyas funciones básicas consisten en realizar la conversión de protocolos, cuando es necesario, y proveer las interfaces físicas adecuadas hacia la red LAN de la subestación y hacia la WAN de control. En función de los requerimientos adicionales, el *gateway* puede realizar funciones adicionales tales como conformación de tráfico, priorización de servicios, *firewall* y encriptación de datos.

El cumplimiento de los requerimientos del servicio extremo a extremo, tales como latencia, capacidad de transferencia de datos y disponibilidad del servicio, se obtendrá mediante el correcto diseño de la red LAN de la subestación de la WAN. Esto es especialmente crítico para las señales de protección, para las cuales los tiempos de transmisión de unos pocos milisegundos es un requisito fundamental, ya que un retardo incontrolado puede poner en peligro la estabilidad del sistema.

Las LAN's con protección redundante y dual se combinan para proporcionar una trayectoria de comunicaciones en red a los dispositivos a nivel subestación, la maestra SA, la interfaz del usuario, el histórico entre otros. Existe también una conexión canalizada y asegurada a la WAN. Ambas conexiones a la WAN, la primaria y la de respaldo en hot-standby se proporcionan para los datos de operación críticos.

Las redes LAN's sirven para la extracción de datos para el control, la protección y las comunicaciones entre relevadores. El alambrado de control dedicado, los controles en el panel y los switches de bloqueo quedan eliminados.

Todos los relevadores de protección y la mayoría de los otros DEI's de la subestación se pueden conectar directamente a una LAN Ethernet por medio de fibra óptica.

Los registros de fallas y de oscilaciones son alimentados directamente por las LAN's y la WAN al personal local de la subestación o al personal remoto que necesita analizar detalles de los disturbios, fallas y operaciones de los equipos.

Todos los DEI's son conectados a la red LAN de la subestación. Estos representan el nivel más bajo, directamente relacionado con el equipo individual de potencia en la subestación: transformadores, líneas de transmisión, buses, etc.

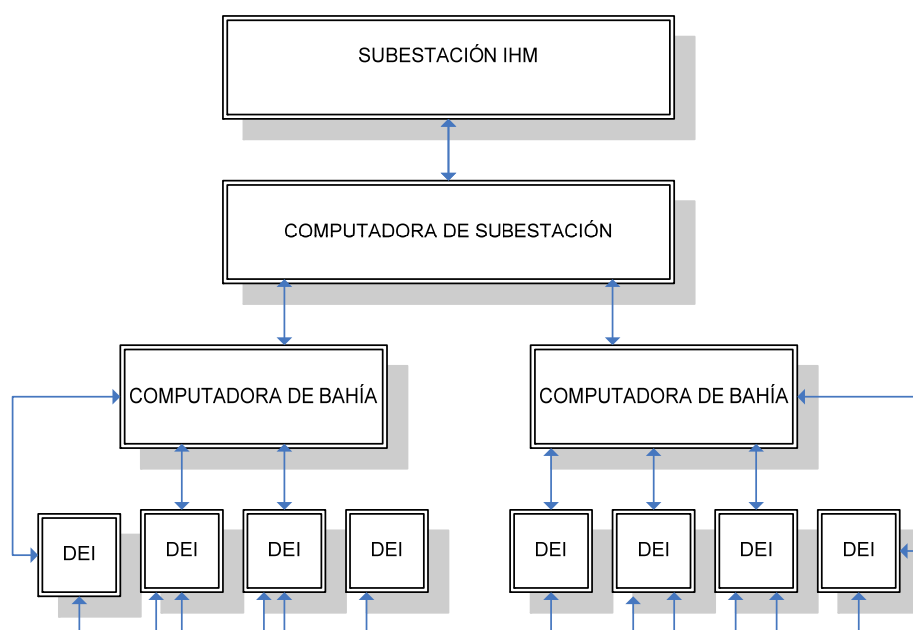


Figura 2.4.1 Esquema Red LAN de la Subestación

2.5 Protocolos de Comunicación

Los fabricantes de los dispositivos utilizados en una subestación generalmente tienen un protocolo propietario, con el único fin de fomentar el uso de sus equipos. Esto ha causado problemas, puesto que hoy en día existen muchas tecnologías superpuestas y fusionadas, por lo que ninguna subestación eléctrica cuenta con la última tecnología disponible en el mercado, las subestaciones están conformadas por sistemas híbridos, esto implica que algunas áreas se encuentran más automatizadas que otras y por ende no se puede explotar al máximo las funciones de los nuevos equipos instalados y los datos adicionales obtenidos no suelen ser aprovechados.

Lo que se busca es integrar los equipos en un solo sistema a través de una plataforma homogénea de comunicaciones, de tal forma que se tenga la facilidad de utilizar equipos o dispositivos de diversos fabricantes, trabajando entre ellos en un nivel de interoperabilidad.

Es por ello que se ha estado buscando la estandarización de los protocolos aplicados a la integración y automatización de las subestaciones.

Los protocolos de comunicación son las reglas de comunicación que permiten el flujo de información entre equipos o dispositivos que forman parte de una red y que a su vez manejan lenguajes distintos.

Debido a la complejidad que requiere la comunicación entre dos o más equipos o dispositivos debido a las diferencias entre hardware y software se requieren varias capas dentro del protocolo para poder definir el modelo de comunicación. El utilizar varias capas permite realizar cambios en cada una de ellas cuando así se requiera, sin la necesidad de diseñar un modelo nuevo.

En 1977 la Organización Internacional De Estandarización ISO estableció un subcomité encargado de diseñar una arquitectura de comunicación. El resultado fue el Modelo de referencia para la Interconexión de Sistemas Abiertos OSI, adoptado en 1983, que establece unas bases que permiten conectar sistemas abiertos para procesamiento de aplicaciones distribuidas. Se trata de un marco de referencia para definir estándares que permitan comunicar ordenadores heterogéneos.

Dicho modelo define una arquitectura de comunicación estructurada en siete niveles verticales. Cada nivel ejecuta un subconjunto de las funciones que se requieren para comunicar con el otro sistema. Para ello se apoya en los servicios que le ofrece el nivel inmediato inferior y ofrece sus servicios al nivel que está por encima de él. Idealmente, los cambios que se realicen en un nivel no deberían afectar a su nivel vecino mientras no se modifiquen los servicios que le ofrece.

Los siete niveles que conforman al modelo OSI se agrupan en dos niveles, los tres niveles inferiores (físico, enlace y red) que constituyen el bloque de transmisión; los tres niveles superiores (sesión, presentación y aplicación) que realizan funciones directamente vinculadas con los procesos de comunicación; y el nivel intermedio (transporte) enmascara los niveles orientados a la aplicación.

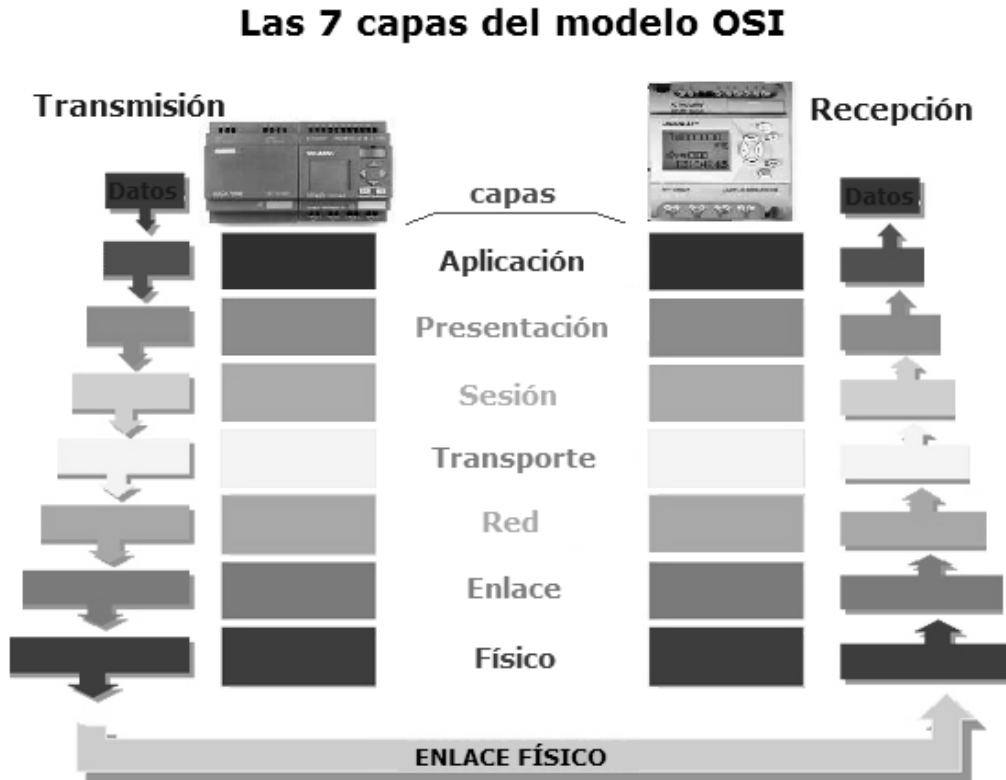


Figura 2.5.1 Modelo OSI

A finales de los años 80's PG&E (*Pacific Gas and Electric*) y HL&P (*Houston Light and Power*) se unieron para desarrollar una arquitectura de comunicaciones estándar que resolviese las necesidades de comunicación en el sector eléctrico. El resultado fue el UCA (*Utility Communication Architecture*).

La primera versión de UCA incluyó dos perfiles: uno que utiliza las siete capas del modelo OSI y otro conocido como EPA (*Enhanced Performance Architecture*) que es un perfil más sencillo de tres capas para dispositivos tales como DEI's. Aunque esta versión proporcionaba un gran nivel de funcionalidad su adopción en la industria fue limitada. Esto se debió en gran medida a la falta de especificaciones suficientemente detalladas acerca de cómo debería ser implementada.

Esto condujo a UCA 2.0, desarrollado por el EPRI (*Electric Power Research Institute*), donde se incorporan trabajos desarrollados por un grupo de empresas. Este perfil incluye el MMS (*Manufacturing Message Specification*) que es un protocolo estándar en las aplicaciones de nivel de servicios de mensajes.

Esta nueva versión de UCA incrementa la funcionalidad, ya que va más allá de los protocolos propietarios y de algunos estándares; incorpora una familia de protocolos seleccionados para proveer una gran flexibilidad en la elección de la tecnología que se adecue a las necesidades de las empresas, manteniendo consistencia a nivel de datos y dispositivos para reducir integración y costo del equipamiento.

Para mejorar las comunicaciones se creó un nuevo estándar que recibió el nombre de ICCP (*Inter-Control Communications Protocol*) que después pasó a denominarse TASE.2 (*Telecontrol Application Service Element 2*), que consistía en mejorar el intercambio de datos entre los centros de control, plantas de generación y sistemas SCADA.

Cuando surgió la necesidad de acceder a los dispositivos de campo, se recurrió a GOMSFE (*Generic Object Model for Substation and Feeder Equipment*), el cual proporcionaba una serie de modelos de objetos y una metodología para modelar estos dispositivos.

Al final se definieron los modelos para mapear los modelos de los dispositivos obtenidos con GOMSFE sobre MMS. Este estándar recibió el nombre de CASM (*Common Application Service Model*), que al usarlo en todos los dispositivos, se pretendía simplificar los costos de integración.

Los protocolos de UCA se organizan de acuerdo con el modelo de referencia OSI. Por lo tanto, se pueden usar varios protocolos de enlace y medios físicos distintos sin afectar a los protocolos usados en las capas superiores.

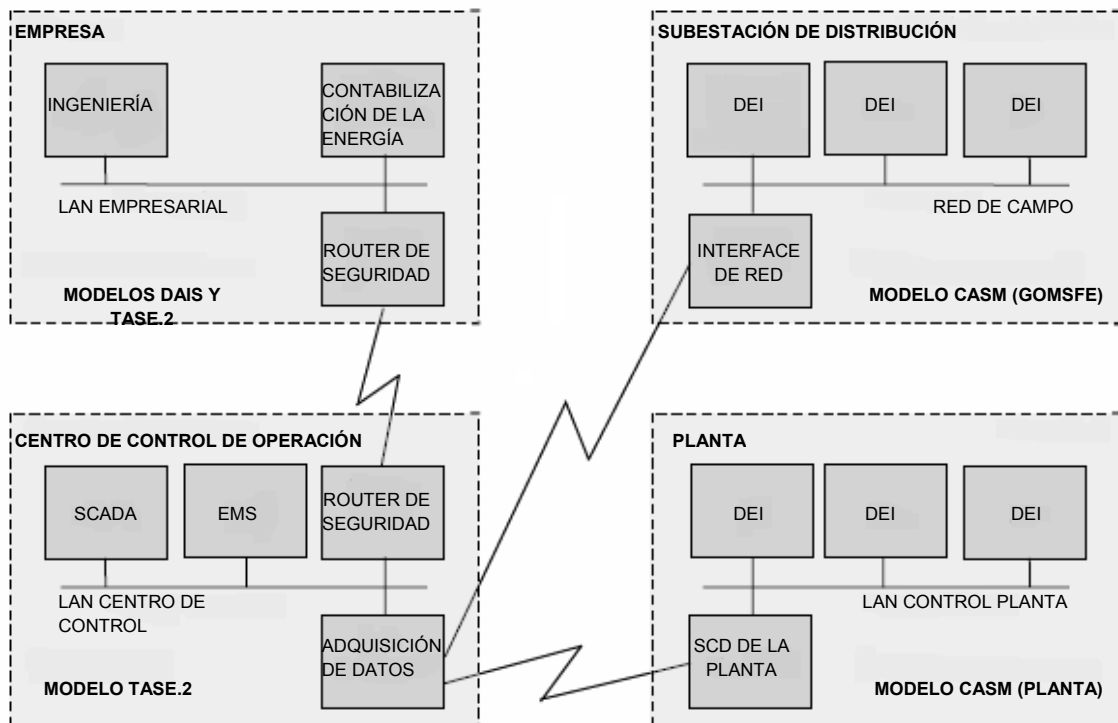


Figura 2.5.2 Ejemplo de Red Integrada en la Arquitectura UCA

En 1993 el protocolo DNP (*Distributed Network Protocol*) V3.00 fue creado por Westronic Inc. (ahora GE Harris), y esta basado en la versión de tres capas de la IEC. Las razones de su éxito es por que, ofrece flexibilidad y funcionalidades tales como: opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65,000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos, confirmación de datos, entre otros.

El DNP V3. esta basado en los requerimientos de IEC 870-5, por lo que se puede usar en aplicaciones SCADA. Esto incluye comunicación entre UTR's y DEI's, maestro a remoto (esclavo), peer to peer y aplicaciones de red. Su estructura se basa en un modelo de 3 capas: la capa física, la capa de enlace y la capa de aplicación.

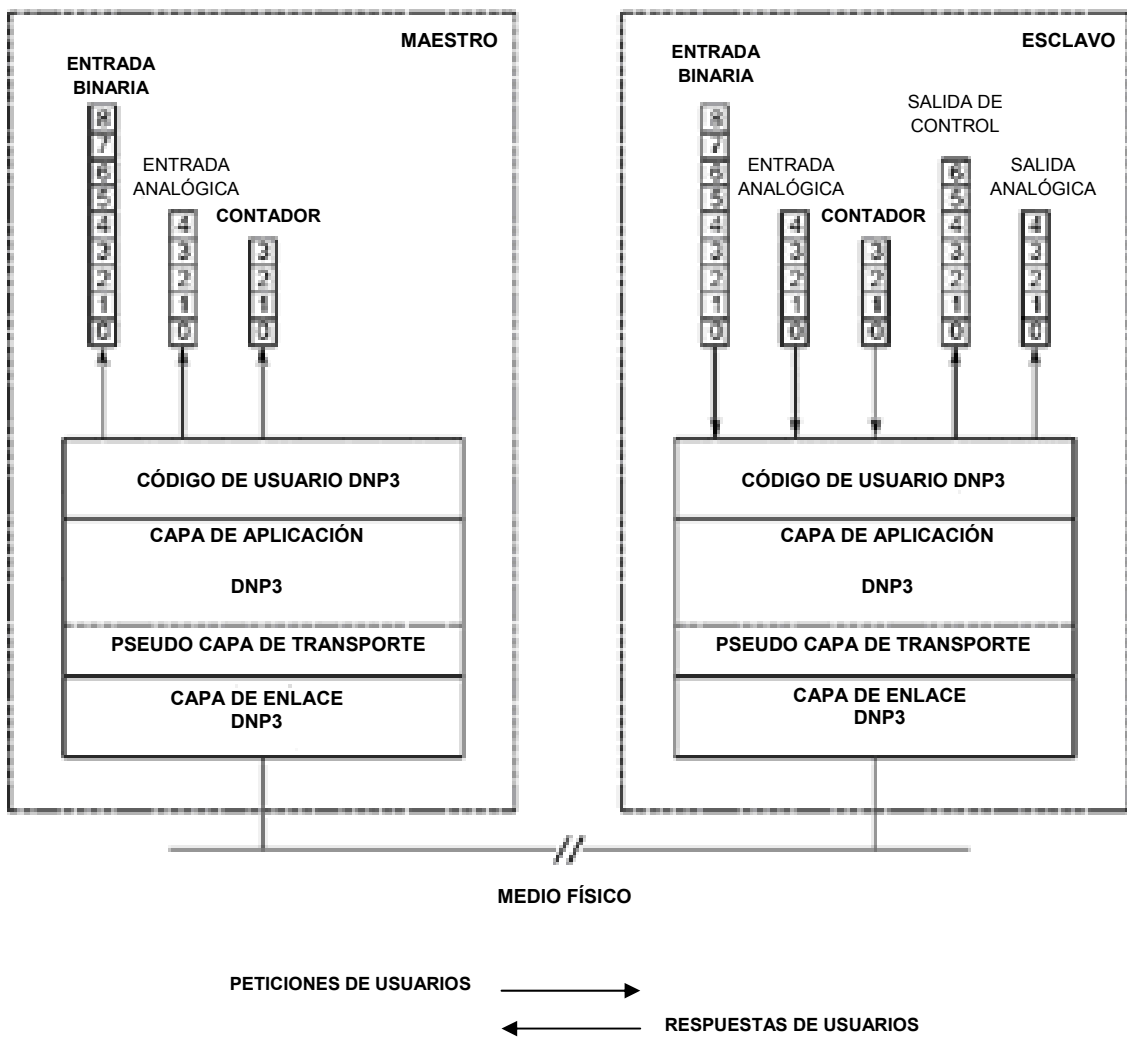


Figura 2.5.3 Estructura Protocolo DNP (3 capas)

En 1994, un grupo de trabajo ad-hoc elaboró una propuesta para la estandarización de comunicaciones en el nivel de bahía. En particular, la IEC (*Internacional Electrotechnical Committee*), en esta serie de estándares enfocó su estudio hacia el denominado Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS). Los dos protocolos más comúnmente usados son IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-103.

El IEC 60870-5-101 se usa para la comunicación entre dispositivos a través de distancias grandes. Una aplicación típica podría ser las comunicaciones entre una subestación y una Caseta de Control Central (CCR). Se usa una técnica de comunicación serie, y es posible tener velocidades de transmisión de hasta 64kbit/s, dependiendo del protocolo de transmisión seleccionado de entre aquellos especificados en el estándar. Se pueden usar módems, y por lo tanto no existe limitación práctica de la distancia entre dispositivos.

El IEC60870-5-103 especifica un protocolo de comunicaciones entre la estación maestra y los dispositivos de protección (es decir, los relevadores de protección).

Su comunicación se basa en el arreglo maestro/esclavo, en el cual la estación maestra polea en forma continua a los esclavos (relevadores) para determinar si alguna información esta lista para ser enviada por los esclavos. El estándar permite el uso de mensajes ‘confidenciales’ específicos del fabricante. Esto permite una funcionalidad mayor, pero al mismo tiempo limita la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes debido a que no hay necesidad de formato para que tales mensajes sean hechos públicos. Esta es posiblemente la mayor desventaja del estándar, ya que el uso extendido de los mensajes ‘confidenciales’ por parte de los fabricantes de los dispositivos, convierte esencialmente al estándar en varios propietarios.

Pero el nuevo estándar de comunicaciones, el IEC 61850, es un estándar internacional para la automatización de subestaciones, que va más allá que casi todos los estándares de comunicaciones, define que se debe comunicar y como se debe comunicar, tiene un lenguaje de configuración para los dispositivos y subestaciones y además permite un alto nivel de interoperabilidad:

- ⇒ Estandarizando las comunicaciones, las funciones de los sistemas, ejecutando y conformando las pruebas requeridas.
- ⇒ Múltiples perfiles admiten las comunicaciones para el acceso de datos, control, transductores y funciones de protección de un relevador a otro.
- ⇒ Permite que los dispositivos de control, protección y monitoreo se comuniquen entre ellos sin la necesidad de recurrir a convertidores de protocolos en las subestaciones; y la exitosa integración entre dichos dispositivos requiere que sean probados en su funcionalidad, interbloqueos y en su comportamiento para su aplicación.

No solo es aplicable a subestaciones, si no también a dominios como son: Plantas Hidroeléctricas, Eoloeléctricas y Recursos Energéticos Distribuidos.

Es introducido en la automatización de subestaciones reemplazando casi todos los cableados de comunicación serie. Se basa en un flujo principal de comunicaciones (*mainstream communication*), lo cual quiere decir, que al igual que Ethernet proporciona una alta flexibilidad en relación a las arquitecturas de comunicación.

Este tipo de topología estándar ha sido creada para **describir objetos de aplicación** del sistema de potencia que pueden ser transmitidos en capas de tecnología de comunicaciones ampliamente utilizadas, que siguen evolucionando y avanzando. De esta forma el modelado de objetos en la automatización de subestaciones puede ser mapeado a nuevos sistemas de comunicación conforme estos vayan evolucionando. Es así como las empresas pueden obtener el mayor provecho del rápido avance de la tecnología IT en LAN y WAN.

La Ethernet es el medio físico por el cual se intercambian los datos de operación, configuración y administración. La red física esta conformada por switches, cables de fibra óptica y cables de pares entorchados y es electromagnéticamente compatible con su entorno.

Uno de los componentes que distinguen al IEC 61850 del resto de los protocolos anteriores para las comunicaciones, son las altas velocidades en las comunicaciones, peer to peer. La información que antes solo era ajustable en forma local para cada DEI, hoy se encuentra disponible para todos los clientes en línea.

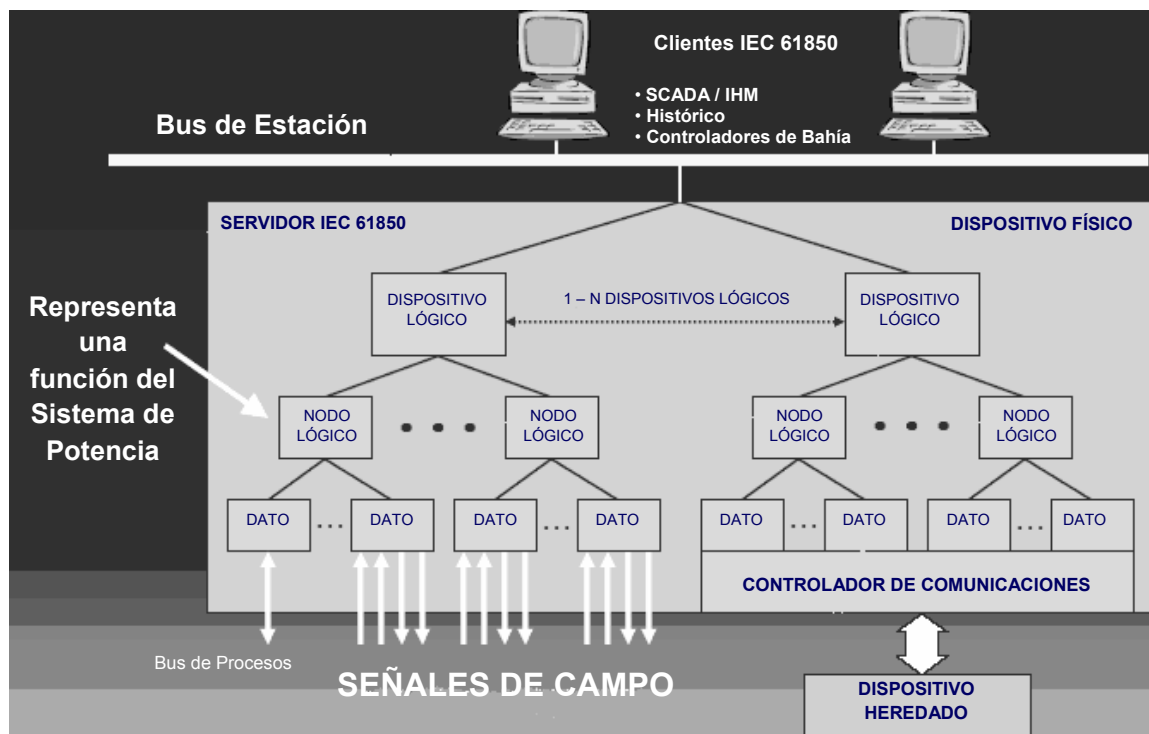


Figura 2.5.4 Red Integrada con el Protocolo IEC 61850

Los costos de instalación y mantenimiento son bajos, así como los costos de la instalación eléctrica permitiendo la capacidad de una protección más avanzada a través del intercambio directo de datos entre los dispositivos existentes “station bus”.

La infraestructura de las comunicaciones también tiene un bajo costo, esto gracias al uso de la tecnología: TCP/IP y Ethernet, de las cuales se puede disponer fácilmente.

El IEC 61850 cada día va siendo aceptado por la mayoría de las empresas eléctricas, por lo cual en unos cuantos años el resto de los protocolos de comunicación habrán desaparecido.

Capítulo 3 Estructuras de los Sistemas de Protección y Control

El control y la protección han ido evolucionando desde los dispositivos electromecánicos a los dispositivos electrónicos analógicos y posteriormente a los dispositivos basados en microprocesadores. De igual forma la estructura de dichos sistemas ha ido cambiando puesto que cada vez son más grandes debido a la extensa área que deben cubrir conforme va aumento la demanda.

Es por ello que los sistemas de potencia eléctrica se encuentran organizados en niveles jerárquicos para poder atender a las plantas generadoras, las cuales tienen una ubicación dispersa, las variaciones de la carga y los requerimientos de la seguridad.

En México el Sistema Interconectado Nacional divide al país en nueve áreas, cada una con su centro de control. En el D.F. se encuentra el CENACE (*Centro Nacional de Control de Energía*) desde donde se controlan los centros de control regionales en Hermosillo, Monterrey, Gómez Palacio, Guadalajara, Puebla y en México D.F. A partir de cada centro se controlan las subestaciones respectivas y en cada subestación se realiza el control de cada una de sus bahías. Para que el CENACE cumpla adecuadamente con sus funciones de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional, se tienen cuatro niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL y subordinados técnicamente entre sí.

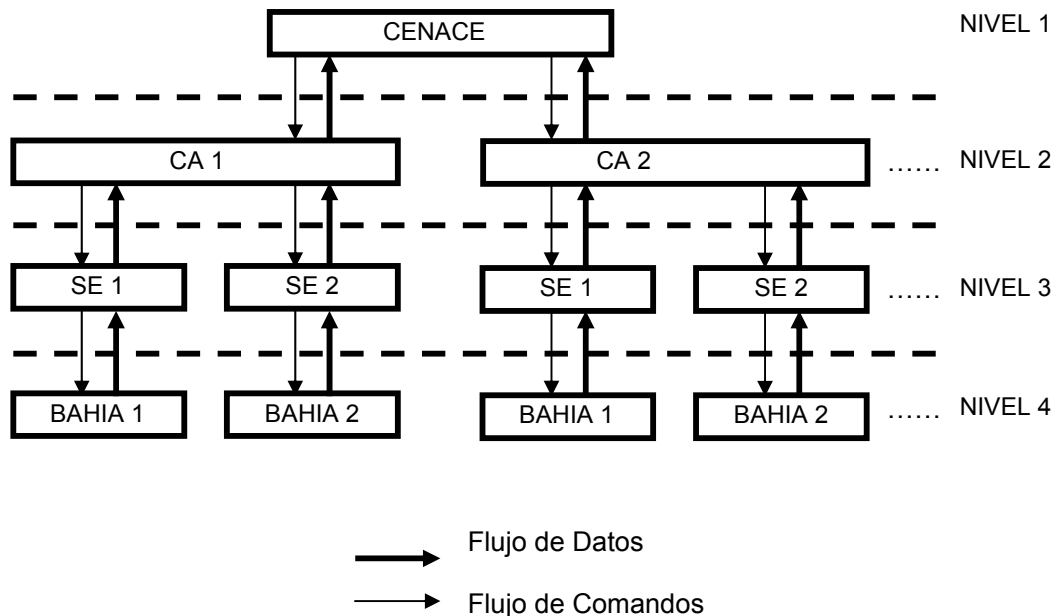


Figura 3.1 Estructura jerárquica para el control del sistema de potencia

El primer nivel lo conforma el CENACE, y sus objetivos principales son la seguridad y la economía global del SEN.

En el segundo nivel se encuentran las áreas de control, a las cuales les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal en un área geográfica determinada, coordinándose con el primer nivel.

El tercer nivel son las subáreas de control y les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y su red en un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.

Y en el cuarto nivel se encuentran los módulos de control, los cuales operan y supervisan un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada. Están comprendidos en este nivel los Centros de Distribución y los Centros de Control de Generación.

3.1 Estructura General de los Sistemas de Control de Subestaciones

En una subestación podemos encontrar generalmente una estructura de tres sectores: (1) El primero conformado por los equipos de patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo y es el encargado de la adquisición de datos; (2) el segundo, nivel de control de bahía conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación como lo son: unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías; (3) y el nivel superior de control de subestación, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación y manejo de los servicios auxiliares.

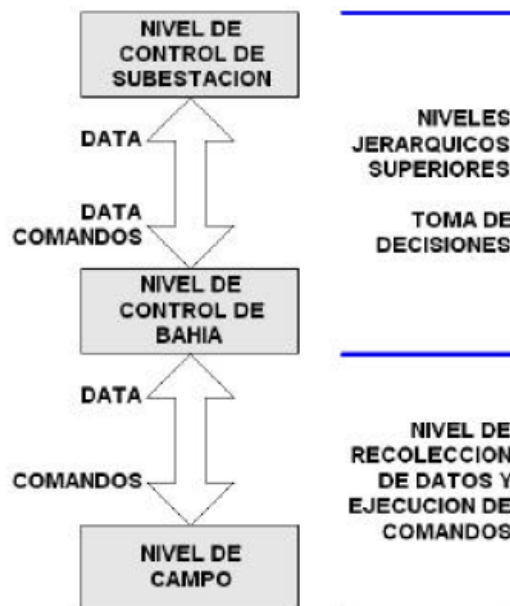


Figura 3.1.1 Estructura Jerárquica de un Sistema de Control para una Subestación

En la siguiente tabla se muestra una lista típica sobre las tareas de control, protección y supervisión en los niveles de control de bahía (línea, transformador, alimentador) y de estación.

Tarea	Estado				Nivel
	Operación	Falla		Restablecimiento	
	Normal	Durante Falla	Después de Falla		
1	2	3	4	5	6
Intercambio de datos entre los diferentes niveles de control	3, 4
Adquisición, verificación y concentración de datos	3, 4
Generación de Señales de Alarma		.	.	.	3,4
Protección de Bahía		.			4
Protección de Barras		.			3
Protección de Respaldo		.			3,4
Protección de Respaldo 52		.			3
Supervisión de Ajustes de protecciones en Alto Nivel		.		.	3
Recierre Automático			.	.	3,4
Conmutación Automática de fuentes de Suministro			.	.	3,4
Corte de Carga Automático			.	.	3,4

Tabla 3.1.1 Tarea típicas llevadas a cabo en los niveles de control central (ejemplo: en el CENACE) y/o local (ejemplo: en la subestación) del sistema de potencia eléctrica.

Las tareas que realizan los diversos niveles de control se llevan a cabo en tres períodos de tiempo, dichos períodos corresponden a los estados del sistema de potencia en la siguiente forma:

- ⇒ *Operación Normal.*- La tarea principal consiste en proporcionar a un mínimo costo (costos de generación y transmisión), un suministro de energía eléctrica seguro dentro de los límites preestablecidos de voltaje y frecuencia.
- ⇒ *Falla.*- En caso de presentarse una falla, se debe confinar los efectos de esta, lo cual se logra normalmente aislando en forma selectiva la parte dañada del sistema en el menor tiempo posible. Esta tarea se realiza de forma automática por medio de los dispositivos de protección en las bahías u objeto, o en algunos casos a nivel estación. Probablemente en el futuro sea posible controlar estos dispositivos de protección a un nivel más alto.
- ⇒ *Restablecimiento del Sistema.*- El suministro debe ser reestablecido lo más rápidamente posible a los usuarios que han quedado aislados por la operación de los dispositivos de protección. Hasta el momento, solo un número limitado de funciones automáticas de este tipo han sido aplicadas, pero se espera que sistemas basados en computadora sean implementados en un futuro previsible.

3.2 Estructura de los Sistemas Convencionales

Cuando se implementan en subestaciones sistemas de control convencionales, se tienen los siguientes niveles:

- ⇒ Nivel de Campo, donde se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del patio, tales como: interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial.
- ⇒ El siguiente nivel corresponde a los elementos de procesamiento de toda la información proveniente de los equipos del patio exterior. En este nivel se realiza el tratamiento de lo que corresponde a medición, control y protección.

Los sistemas de control convencional se encuentran conformados por equipos y componentes integrados como se ha realizado en la forma tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relevadores auxiliares, repetidores, de disparo y bloqueo, etc.

3.3 Estructuras de los Sistemas de Control Numéricos

Los sistemas de control numérico han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y protección de una subestación, y de sus líneas de entrada y de salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste en un nivel de campo, un nivel de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

3.3.1 Elementos del Sistema de Control

Los principales elementos de un sistema de control son los siguientes:

- ⇒ DEI's, que como ya se había mencionado, implementan una o varias funciones en un circuito o bus de una subestación.
- ⇒ Módulo de Bahía (o controlador). Este dispositivo normalmente contendrá el software requerido para el control e interbloqueos de una sola bahía (alimentador, transformador, etc.) en la subestación, y suficientes interfaces E/S con todos los dispositivos requeridos para medición/protección/control de la bahía. Las E/S pueden ser digitales y analógicas (para interfaz con dispositivos discretos tales como circuitos de cierre, disparo, motores de aisladores, relevadores de protección no basados en microprocesadores) y enlaces de comunicaciones (serie o paralelo) en los DEI's.
- ⇒ Interfaz Hombre-Máquina (IHM). Es la interfaz principal con el usuario y podría tomar la forma de una computadora de escritorio, pero también es posible el uso de computadoras especializadas, mientras que en las subestaciones que prescinden de un operador usualmente no tienen una IHM permanentemente instalada por lo que el personal de mantenimiento podrá utilizar una computadora portátil con el software apropiado cuando se requiere realizar alguna operación en la subestación.
- ⇒ Uno o varios buses de comunicación, que enlazan diversos dispositivos. En una subestación nueva, se usará el mismo bus o al menos dos, para todos los elementos del sistema de automatización y obtener así una buena relación costo-efectividad. Cuando se trata de una subestación existente de la cual se esta reacondicionando su sistema de automatización, se usarán los buses de comunicaciones ya existentes, lo cual nos puede llevar a tener varios buses de comunicación.
- ⇒ Un enlace al sistema SCADA remoto. Este se puede proporcionar con una interfaz dedicada, ser parte de la IHM o de un DEI.

3.4 Estructuras de Cómputo en las Subestaciones

Como se menciona anteriormente, los niveles 3 y 4 son los encargados de llevar a cabo las tareas de Control, Protección y Supervisión, y en la siguiente tabla se pueden observar a detalle dichas tareas.

El nivel de control de bahía esta conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección, supervisión y control asociadas a las bahías tales como:

- ⇒ Protección de líneas y transformadores
- ⇒ Protección de barras
- ⇒ Protección contra fallas en los interruptores
- ⇒ Medición
- ⇒ Registro de eventos
- ⇒ Regulación de voltaje

Dichas funciones deben ser realizadas lo más rápido posible, la información requerida se encuentra en la propia bahía del alimentador (por ejemplo: corriente, voltaje, configuración para protección, medición, etc.) y los comandos resultantes tienen efecto principalmente en la bahía.

Este nivel puede realizar funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada ante la ausencia del nivel superior, mediante una interfaz hombre-máquina (IHM) de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

Tarea	Estado		
	Operación Normal	Falla	Restablecimiento
Intercambio de datos entre los sistemas de computo en diferentes niveles de control del SPE	•1)	•1)	•
Adquisición y verificación de datos	•	•1)	•
Concentración de datos	•	•1)	•
Determinación de la topología del sistema	•	•1)	•
Determinación de los flujos de carga y voltajes	•	•1)	•
Selección de las plantas y unidades generadoras	•		•
Control de la reserva rodante	•	(•)	•
Regulación de MW y frecuencia en alto nivel	•		
Regulación de VARs y frecuencia en alto nivel	•		
Estimación de la confiabilidad de la operación	•		•
Estimación de los efectos de los cambios en la configuración del sistema de potencia	•		•
Registro de Eventos	•	•	•
Protección de respaldo de alto nivel		•	
Confinación de fallas en todo el sistema		•	
Análisis de desarrollos adicionales	•		•
Medición y registro de parámetros seleccionados	•	•	•
Análisis de fallas			•
Reportes	•		•
Interfases del Operador	•	•	•
Auto-supervisión y diagnóstico	I •		

•1) Solamente para funciones de protección o consecuencias de protección

Tabla 3.4.1 Tareas de control, protección y supervisión en los diversos niveles de control de la subestación.

T a r e a	Estado				Nivel
	Normal	Falla		Restableci miento	
		Durante	Después		
Control de Generación y despacho de carga	•		•	•	3
Supervisión de sobrecarga de la planta y de las líneas	•		•	•	3,4
Optimización de la estabilidad	•		•	•	3
Automatización de los procedimientos de reconfiguración del SPE				•	3
Determinación de las secuencias de maniobras y bloqueos	•			•	3
Registro de eventos	•	•	•	•	3
Detección y registro de disturbios		•	•		3,4
Localización de fallas en líneas aéreas		•			4
Medición y registro de señales analógicas	•			•	3,4
Regulación de voltaje	•			•	3
Optimización de cargas en transformadores	•				3
Supervisión de auxiliares	•			•	3
Análisis de funcionamiento de los sistemas de cómputo	•			•	3
Interfaces del Operador	•			•	3
Auto supervisión y autodiagnóstico	•			•	3,4

•1) Solamente para funciones de protección o consecuencias de protección

Tabla 3.4.2 Tareas de control, protección y supervisión en los diversos niveles de control de la subestación (continuación)

El nivel de control de la subestación esta relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación.

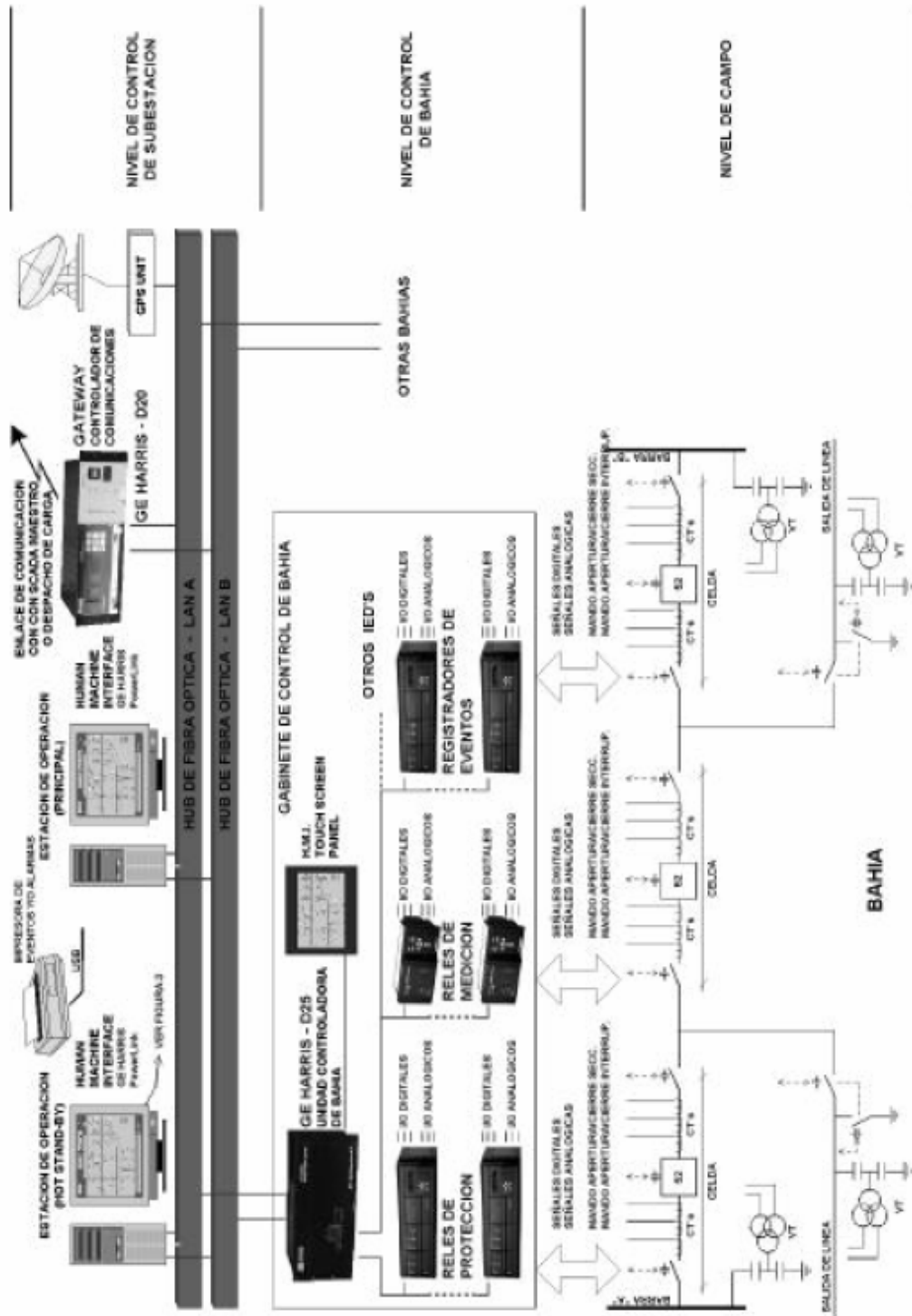


Figura 3.4.1 Arquitectura de un Sistema de Control

Esta arquitectura esta integrada básicamente por las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y un receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

En este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de los interruptores y/o seccionadores, se monitorea los parámetros propios del sistema tales como:

- ⇒ Corrientes de barra
- ⇒ Tensiones en las salidas
- ⇒ Potencias entregadas y recibidas

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA local, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo *Hot-Standby*.

El *gateway* de comunicaciones es utilizado para la comunicación con el centro o los centros de control remoto (tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales). De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación.

Esto se logra a través de la transferencia de estatus, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dicha transferencia se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propietarios como el DNP 3.0, que permitan la fácil adaptación a futuras expansiones.

A través de los *hubs* de fibra óptica se realiza, físicamente, la red de datos local de la subestación (LAN).

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el gateway y por los DEI's de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos.

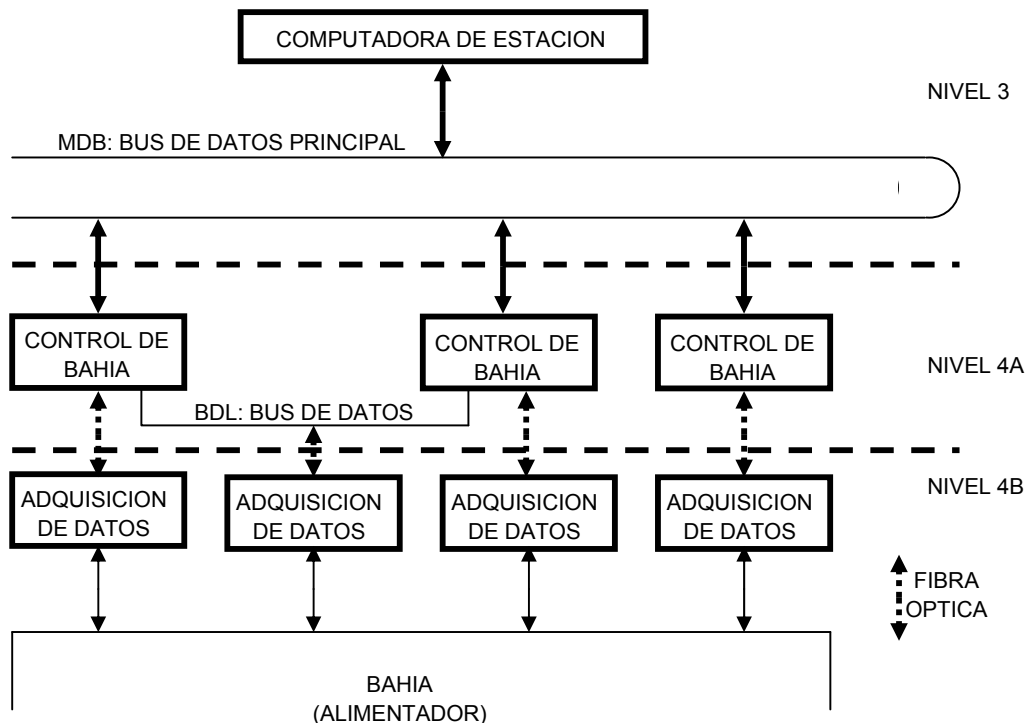


Figura 3.4.2 Estructura de una computadora para una subestación

Las estructuras de cómputo plenamente integradas para subestaciones están siendo introducidas parcialmente. Independientemente de su diseño tecnológico, el sistema de control basado en computadora recibe las señales de entrada de los transductores y transmisores de medición, generando las correspondientes señales de salida para controlar la planta (Fig. 3.4). Las señales de entrada pueden ser analógicas, digitales o en estado binario. Las señales analógicas provienen principalmente de los TC's y TP's, pero también pueden ser señales proporcionales a parámetros físicos, por ejemplo: temperatura, presión, etc. Los estados binarios se generan en primer lugar en los contactos auxiliares de los diversos elementos de la planta, como: interruptores, cuchillas, cambiadores de derivaciones, etc. Las señales que son digitales solo se transmiten por el equipo de comunicaciones digital y teclados de control.

Las señales de salida generadas por el sistema de protección y control basado en computadora, energizan las bobinas actuadoras de los conmutadores y de los cambiadores de derivaciones de los transformadores, cambian los ajustes de los dispositivos analógicos y son desplegadas en las pantallas de las estaciones de trabajo y registradas por dispositivos de registro y transmitidas a sitios remotos por el equipo de comunicaciones. En algunos casos las señales de salida analógicas se proporcionan para un control continuo de la planta.

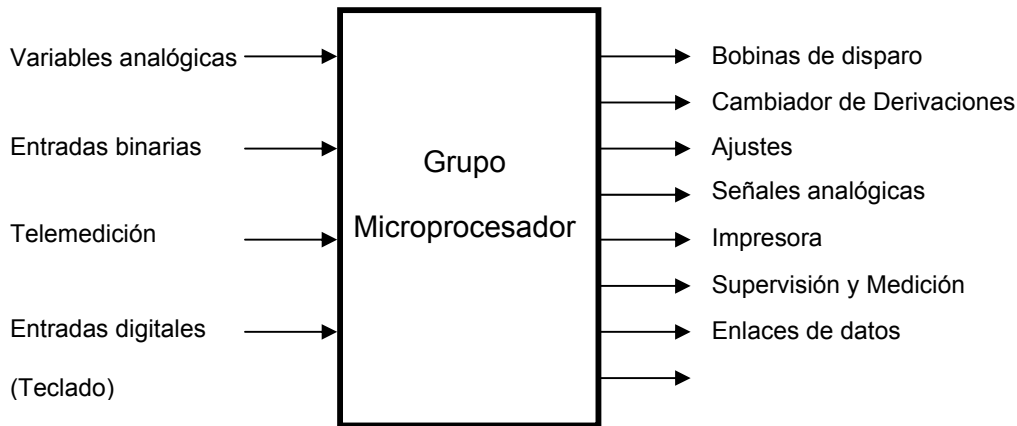


Figura 3.4.3 Señales de entrada y salida de un Sistema de Protección y Control Digital para una subestación.

3.5 Características especiales de los métodos para la medición y control digital.

Existen diferencias en la conversión de una variable analógica a una variable digital, de la conversión de una variable analógica a un dispositivo analógico. Las principales diferencias son las siguientes:

- ⇒ Los sistemas basados en computadora cuentan con una capacidad de memoria relativamente grande, de fácil acceso y que es programable. Lo cual no ocurre con los dispositivos analógicos.
- ⇒ Estos sistemas, pueden hacer un mejor uso de las señales analógicas y de los estados binarios determinando sus interrelaciones.
- ⇒ En el caso de sistemas de control rápido, el objetivo es ejecutar una serie completa de operaciones simples entre individuos, las cuales se repiten cíclicamente. Lo cual nos sugiere que los cálculos deben realizarse en un lapso corto de tiempo.
- ⇒ Las señales digitales no proporcionan información en cuanto al comportamiento de las variables de entrada entre las muestras que se comparan con una medición analógica, por lo que es necesario realizar algunas operaciones complicadas para determinar el cruce por cero.

Por lo anterior, resulta comprensible que existiría una baja ganancia si solo se hace una mímica de las protecciones analógicas y/o se controlan dispositivos digitalmente.

Capítulo 4 Consideraciones sobre el Protocolo IEC-61850

En el Capítulo 2 se menciona, que el Protocolo IEC-61850, es un protocolo estandarizado para la automatización de subestaciones, permitiendo la modernización tanto en el equipo como en la forma de operar de las subestaciones.

El IEC-61850 tiene como objetivo facilitar a las empresas la instalación e integración de los sistemas de control y protección en uno solo, o de varios proveedores en las subestaciones, así como integrar las comunicaciones existentes.

La arquitectura del IEC-61850 es un paso importante hacia delante comparado con los enfoques de integración previos basados en estándares. Desde que se hizo estándar internacional (2005) ha ido ganando la aceptación de las empresas eléctricas hasta los consumidores industriales de electricidad.

Y el éxito de dicho protocolo se debe a las grandes ventajas que brinda como la integración de sistemas y la ingeniería. A continuación se hará mención de las principales ventajas que ofrece dicho protocolo así como sus desventajas y la forma en que las soluciona.

4.1 Características básicas del IEC-61850

La continua integración funcional de las funciones de protección, control y monitoreo junto con la creciente presión para reducir costos en los proyectos de subestaciones ha conducido a una nueva generación de herramientas de ingeniería.

El IEC 61850 estandariza tres elementos pertenecientes a la Ingeniería en Comunicaciones:

- ⇒ Nombre y movimientos de datos operacionales
 - Monitoreo, comandos por control, interfase de operador (cliente / servidor, host / DEI).
- ⇒ Nombre y movimientos de datos en tiempo real
 - Protección, interbloqueos, automatización, valores de muestras (peer to peer, DEI / DEI, bus de campo).
- ⇒ Nombres y movimientos de información de configuración de ajustes de comunicaciones (atributos del SCL).

En seguida se hará mención de los tres mecanismos de configuración automática con los que cuenta el IEC-61850. La primera de estas dos posibilidades de configuración automática es la Auto-descripción.

4.1.1 ¿Qué es la Auto-descripción?

Es la posibilidad de los servidores del IEC 61850 (DEI's) de decirle a los clientes (Maestras o concentradoras de datos) la lista y el formato de los datos que tienen disponible para reportar. Esta característica hace posible que la comunicación de los relevadores y los DEI's con la LAN sea más rápida, en comparación con el proceso manual de definir, el entrar a una lista de puntos como se hace con los protocolos de control de las subestaciones.

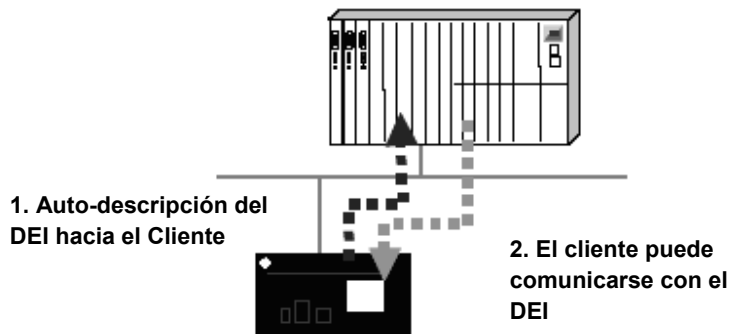


Figura 4.1.1 Usando la Auto-descripción

En la figura 4.1.1 se ilustra el proceso de la Auto-descripción. Los dispositivos cliente y servidor están conectados a una LAN. El servidor es previamente configurado hasta el punto que sea necesario. La empresa suministra el dispositivo cliente con la(s) dirección(es) del dispositivo servidor y el cliente solicita la información sobre la auto-descripción del servidor (1). El cliente usa entonces la información de auto-descripción para definir el mapeo entre los datos que ofrece el IED y la base de datos del cliente y los dos dispositivos se pueden comunicar (2).

La Auto-descripción se puede llevar a cabo en cualquier momento, pero generalmente se lleva a cabo durante el arranque de los dispositivos.

La Auto-descripción tiene mucho en común con el concepto de “Plug and Play” de las PC's, los cuales pueden detectar de forma automática que periféricos están conectados y que características soportan.

Aunque esta es una herramienta poderosa en el momento de utilizarla para la configuración automática de clientes en el IEC-61850 surgen algunas desventajas.

- ⇒ **El DEI debe estar conectado.** Debido a que la auto-descripción se lleva a cabo en tiempo de corrida, el cliente y el servidor deben estar físicamente conectados antes de que se presente la auto-descripción. Esto ocasiona conflictos a la hora de llevar a cabo pruebas de instalación en sitio o de aceptación en fábrica, cuando el equipo llega generalmente en diferentes tiempos.
- ⇒ **El usuario raramente desea todos los datos.** A pesar de que existen dispositivos que pueden auto-rellenar sus bases de datos automáticamente, hay que determinar que información será utilizada por el cliente, por lo cual se deben seleccionar los datos para su despliegue o reporte vía otro protocolo.
- ⇒ **Cambios en las bases de datos.** Los dispositivos en la industria de potencia se encuentran en una etapa en la cual las bases de datos no pueden actualizarse de forma inmediata. Por lo cual el proceso de auto-descripción, al llevarse a cabo en un tiempo de corrida, hace complicado o se evita en tanto las bases de datos tengan esta limitación.
- ⇒ **Puede tomar un poco de tiempo.** La auto-descripción puede llevarse varios minutos para servidores grandes y podría, si se realiza cada vez, atrasar el arranque.

Para resolver la mayoría de estas desventajas el IEC-61850 cuenta con una tecnología complementaria: el SCL (Substation Configuration description Language).

4.1.2 ¿Qué es el SCL?

El Lenguaje de Comunicación de Subestaciones es un formato de archivos estandarizados para intercambiar información entre las herramientas de configuración específicas de los fabricantes (llamadas algunas veces “herramientas de ingeniería”).

El formato archivo se define usando el Lenguaje con Margen Ampliable (Extensible Markup Language), tal formato predefinido se define como “esquema” XML. Estos archivos XML contienen las relaciones de comunicación entre los diversos DEI’s.

El SCL es una parte integral del IEC-61850. Cada fabricante de DEI’s debe suministrar un archivo SCL apropiadamente formateado como un requerimiento para cumplir con la especificación del IEC-61850. Un archivo SCL puede describir un solo DEI o una estación completa.

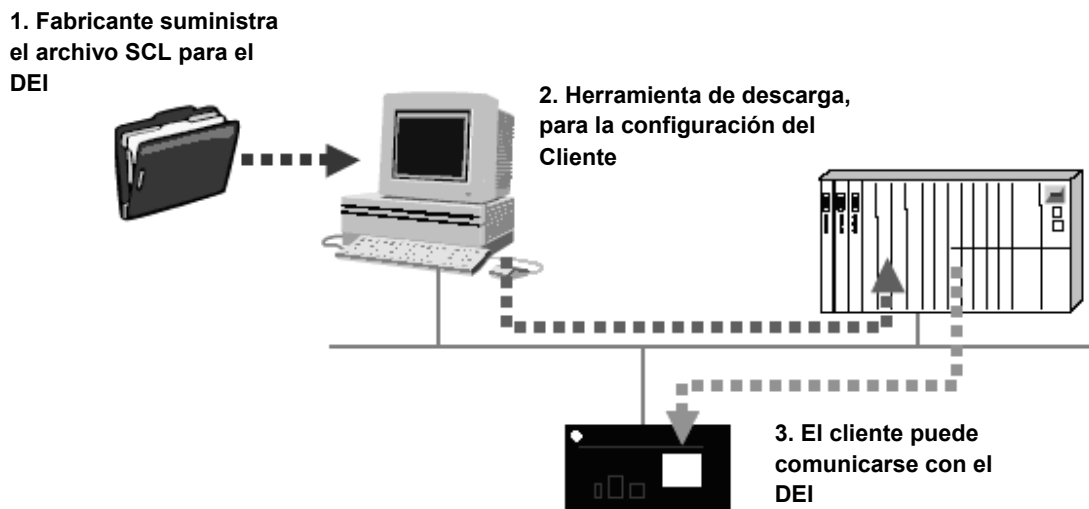


Figura 4.1.2 Usando el Lenguaje de Configuración de Subestaciones

La figura 4.1.2 ilustra como el SCL sería usado en forma típica para configurar un cliente. El fabricante de un dispositivo servidor suministra un archivo SCL a la empresa o al integrador (1), quienes lo usan como una herramienta de ingeniería. La herramienta de ingeniería lee el formato estándar del archivo y lo convierte en información de configuración propietaria para el dispositivo cliente. Baja esta información al dispositivo cliente (2), que reconfigura su base de datos. Entonces ambos dispositivos pueden comunicarse (3).

El SCL, aunque aborda algunas de las desventajas de la auto-descripción, presenta a su vez algunos inconvenientes o desventajas:

- ⇒ **El archivo no coincide con el firmware del dispositivo.** Aunque el cliente es quien suministra el archivo SCL, en ocasiones no suele coincidir la versión de dicho archivo con la versión del firmware en el DEI.
- ⇒ **El archivo no se acopla a la configuración del dispositivo.** La tendencia actual con los DEI's es que cada vez realicen más funciones, por lo que al cambiar la configuración o los switches del panel frontal del dispositivo el modelo de datos que reporta puede cambiar. Así que el archivo SCL suministrado debe cambiar también. Esto puede causar un desacople entre el archivo usado para configurar al cliente y los datos en el dispositivo.
- ⇒ **El archivo puede no estar disponible.** Así como ocurre con la auto-descripción, es posible que el integrador tenga disponible el dispositivo pero no el archivo SCL, debido a errores de logística.

⇒ **El cliente necesita datos que no se encuentran en el SCL.** Existen datos que son únicos para la configuración de cada cliente, dichos datos no los encontramos en la auto-descripción ni en los archivos SCL. Debido a estos requerimientos la configuración de los dispositivos del IEC-61850 no será completamente automatizada. Se necesitará hacer uso de una herramienta de ingeniería para parte de la configuración.

4.1.3 ¿Qué es la Configuración Asistida por Potencia?

Como ya se vio, tanto la auto-descripción como el SCL, son herramientas poderosas pero ambas tienen sus desventajas. Así que el método más rápido y menos propenso a errores para configurar clientes con el IEC 61850, es aquel que combine la auto-descripción, el SCL y una configuración manual. A este método se le conoce como Configuración Asistida por Potencia.

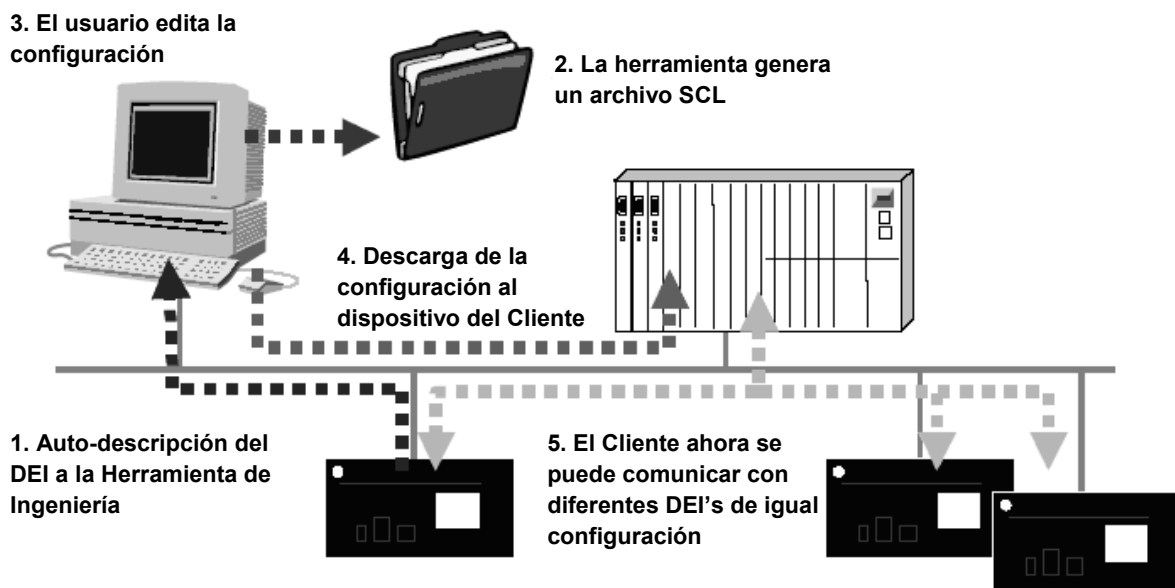


Figura 4.1.3 Usando la Configuración Asistida por Potencia

Un ejemplo de configuración asistida por potencia es el que a continuación se describe: El integrador conecta el dispositivo servidor a una herramienta de ingeniería y configura unas cuantas piezas de información direccionadas.

La herramienta de ingeniería entonces extrae la información de auto-descripción del DEI (1) y prepara la mayor parte de la configuración. Al mismo tiempo, se produce un archivo SCL para el dispositivo (2) que iguala exactamente la configuración del dispositivo. El integrador edita la configuración (3) para agregar información que es única para el cliente. Cuando la configuración queda completa, el integrador baja la configuración al dispositivo cliente (4). El dispositivo cliente inicia (5) y ahora se puede comunicar con el servidor o con cualquier DEI con el mismo firmware y configuración.

Usando la configuración asistida por potencia, se abordan las desventajas del SCL:

- ⇒ El archivo SCL siempre se acopla al dispositivo, ya que es generado desde el modelo exacto y la configuración del DEI es usada en la integración.
- ⇒ El SCL puede incluir datos en línea, ya que se encuentra recién generado de un dispositivo “vivo”.
- ⇒ El integrador puede agregar cualquier dato que no se encuentre en el estándar SCL, antes de ser descargada la configuración.

De igual forma se resuelven las desventajas de usar solamente la auto-descripción:

- ⇒ El DEI no tiene que estar físicamente conectado para la integración, por que la configuración puede ser transferida de una herramienta de ingeniería a otra haciendo uso del SCL.
- ⇒ El cliente no necesita una base de datos dinámica. Este método también puede ser usado en dispositivos que no tienen bases de datos configurables en forma dinámica, debido a que se realiza fuera de línea.
- ⇒ La configuración queda totalmente bajo el control del integrador, quien puede escoger cuando toma lugar el retraso generado por la auto-descripción.

4.2 Equipo de Telecomunicaciones para la Migración

Como se menciona en un principio, en el caso de la automatización de subestaciones existentes o viejas donde los nuevos equipos con IEC-61850 y los equipos con comunicaciones propietarias tendrán que coexistir lado a lado, y para que esto se logre se tendrán que conectar vía Gateways.

4.2.1 Gateways

Es un término usado por los convertidores de protocolos que hacen posible la comunicación entre redes que están basadas en protocolos de comunicación diferentes.

4.2.1.1 Gateways Inteligentes

Los gateways se utilizan en sistemas completos de IEC-61850 (para la conexión a la red del centro de control [NCC]) y en sistemas híbridos para la conexión de protocolos diferentes. Aparte de su comportamiento durante la operación del sistema, la ingeniería de los gateways es también un factor importante de evaluación para el operador del sistema con una visión hacia la simplificación y estandarización.

Más allá de las funciones de conversión de protocolos, los gateways inteligentes deben realizar las siguientes funciones:

- ⇒ Almacenaje temporal (buffering)
- ⇒ Monitoreo de datos
- ⇒ Soporte del SCL
- ⇒ Implementación flexible

La parametrización del gateway requiere un modelo adecuado de los datos y servicios utilizados. Con el estándar IEC-61850, los gateways son considerados DEI's. Consecuentemente, el IEC-61850 proporciona un mecanismo para modelar gateways como dispositivos lógicos especiales, haciendo así posible su descripción en los archivos SCL.

4.2.2 Ruteadores

Se usan para la conexión de redes con protocolos idénticos. Los datos del usuario contenidos en los paquetes de datos, no son modificados ya que sólo se hace uso de la tercer capa del modelo OSI (la capa de red).

4.2.3 Proxy

Servidor que se usa para guardar temporalmente los datos desde otros servidores y controlan el acceso a estos datos. El estándar IEC-61850 ha adoptado este principio funcional para la implementación de los dispositivos lógicos.

4.3 Mensajes GSE

El modelo de Eventos Genéricos de la Subestación (Generic Substation Event) proporciona la posibilidad para una rápida y confiable distribución del extenso sistema de entradas y salidas de valores de datos. Este modelo esta basado en el concepto de descentralización autónoma, proporcionando un eficiente método, permitiendo la entrega simultanea de la misma información de GSE a más de un dispositivo físico a través del uso del servicio multicast o broadcast.

Dos clases de control y la estructura de los dos tipos de mensajes están definidos en el IEC 61850: GOOSE y GSSE. La mayoría de los mensajes de información o de control en el IEC-61850, DNP V.3 o en otros protocolos, son transmisiones únicas o valores instantáneos o solicitudes. Por el contrario, existen los mensajes GOOSE, los cuales están diseñados para llevar en forma efectiva una indicación continua del estado de algún punto lógico, de control o un valor analógico.

4.4 ¿Qué son los mensajes Goose?

Mensajes Goose (Generic Object Oriented Substation Event), se usan para transmitir comandos de disparo a un interruptor desde un relevador a otro, que actualmente conectan a los interruptores. Estos mensajes también llevan:

- ⇒ Mensajes de disparo de interruptor.- Desde un relevador que quiere disparar un interruptor, hasta un relevador diferente al cual el circuito de disparo del interruptor está actualmente conectado.
- ⇒ Mensajes de cierre de interruptor.- Misma situación anterior.
- ⇒ Inicio de falla de interruptor
- ⇒ Inicio de cierre
- ⇒ Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.
- ⇒ Monitoreo cruzado de sistemas de protección redundante.- Cada sistema verifica si el otro sistema está vivo, y reporta fallas. Sin alambrado adicional.

Los mensajes Goose también pueden ser llamados mensajes GSSE. Estos últimos también son parte del IEC-61850 y realizan las mismas funciones que los mensajes Goose. Los mensajes GSSE (Generic Substation State Event) en el IEC-61850 proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información en estados binarios, solicitudes de control, pero no valores analógicos.

4.4.1 Uso de Mensajes GOOSE por IEC-61850

El uso de los mensajes Goose en las LAN's redundantes combinan con lógica los relevadores y las unidades de cómputo al nivel de estación para implementar todo el control y el bloqueo, eliminando así todo el alambrado y los switches en el panel de relevadores. Cada punto en el campo se conecta solamente a un relevador o DEI.

Los mensajes Goose llevan continuamente la transmisión de información de valores analógicos o de estados con etiquetas de tiempo a cualquier relevador en la LAN, el relevador receptor busca en este constante flujo de mensajes y puede reportar inmediatamente cuando dicho flujo haya cesado o si los mensajes están ausentes cuando se esperaban. Esta función que realizan los relevadores lo podemos llamar monitoreo activo, el cual no se tiene en el alambrado convencional o con los switches de bloqueo.

Un punto poderoso para usar este tipo de mensajes, es que los usuarios siempre saben cuando una trayectoria de control falla, y no tienen que esperar hasta que una operación incorrecta de algún relevador se presente para detectarla.

Para la transmisión y recepción de mensajes Goose, existe un modelo llamado: *Modelo Editor – Subscriber*, el cual consiste en lo siguiente:

- ⇒ Los mensajes Goose no están dirigidos a un relevador receptor en particular. Se envía como un mensaje broadcast (actualmente multicast) y viaja a través de la LAN con la identificación de quien lo envía y la identificación del mensaje específico.
- ⇒ No existe dirección de destino, todos y cada uno de los relevadores y DEI's en la LAN pueden ver el mensaje y por si solos deciden si necesitan leerlo o no.
- ⇒ El DEI que transmite se llama EDITOR y el relevador o DEI que esta configurado para esperar o recibir y usar el mensaje se llama SUBSCRIPTOR.
- ⇒ Los mensajes Goose son un servicio no confirmado. Esto significa que el que publica no tiene el mecanismo para averiguar si el subscriber obtuvo la última información, de hecho no sabe quien o quienes son los subscribers.
- ⇒ No hay mecanismo ni el tiempo necesario, para que una larga lista de subscribers regresen y confirmen que el mensaje les llego, o para que pidan una retransmisión del mismo. Es por ello, que el editor debe llenar continuamente la LAN con mensajes Goose actualizados.
- ⇒ El IEC-61850 proporciona una forma conveniente de establecer las relaciones editor – subscriber, basados en la Auto-descripción.

El uso de mensajes Goose para realizar la función de switch de bloqueo es un cambio radical y la trayectoria para llevar a cabo la función no es tan clara. Con la implementación de los mensajes Goose ya no se tendrá la familiar pistola del switch de bloqueo que gira con un ruido cuando se energiza y necesita un brazo fuerte para ser reestablecida.

Tradicionalmente, los esquemas de protección y control consisten en relevadores de protección de una sola función, por ejemplo: los relevadores de distancia, que deben operar un relevador de bloqueo alambrado que debe realizar el disparo de interruptores y bloquear el cierre de estos mismos. La redundancia es un aspecto clave en todas las aplicaciones de HV y EHV, y típicamente cada esquema tendrá un relevador de bloqueo, lo que implica mucho alambrado y espacio en paneles.

En la figura 4.4 el contacto normalmente abierto del relevador de bloqueo 86TT se alambra directamente al circuito de disparo, en paralelo con otros varios contactos de relevadores de interposición y relevadores de bloqueo. Este ejemplo ilustra una implementación donde se usan numerosos dispositivos auxiliares ya que la cantidad de contactos en cada dispositivo está limitada.

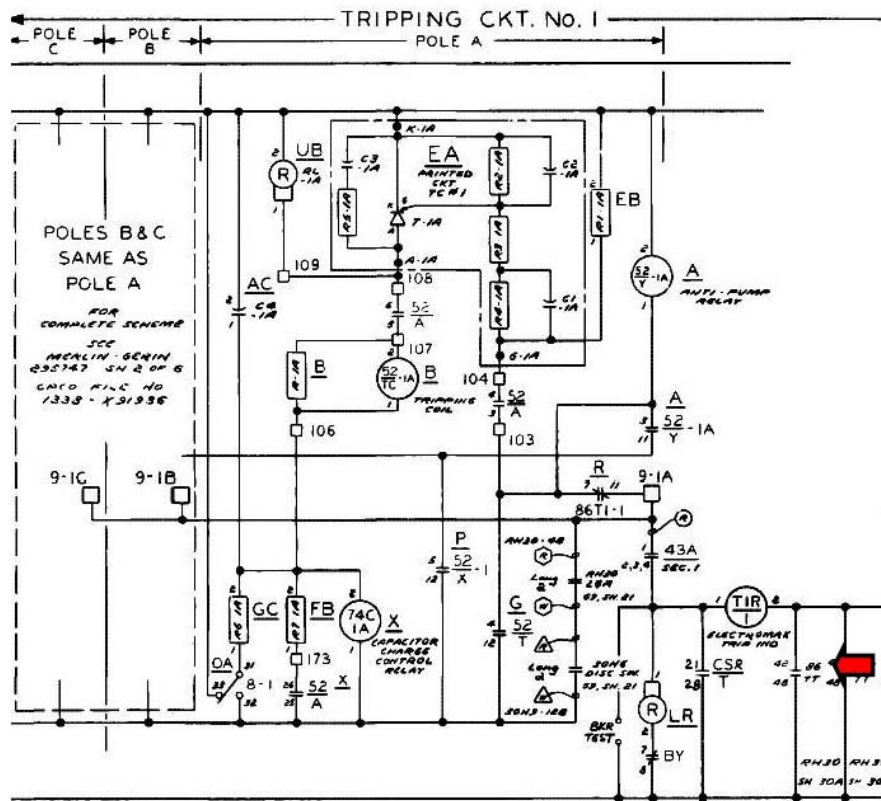


Figura 4.4.1 Acción de disparo de la función de bloqueo

Con la introducción de los relevadores multifuncionales, se ha podido agregar la función de bloqueo. El IEC-61850 permite aplicaciones multi-fabricantes donde diferentes dispositivos de diversos fabricantes pueden usar para intercambiar información digital consistente de estados y comandos, por ejemplo.

Todo el tradicional alambrado entre relevadores puede ser reemplazado por comunicación entre los relevadores, utilizando el IEC-61850, asegurando así un esquema que puede ser ampliamente ampliado y revisado. El nuevo esquema debe tener la misma confiabilidad, o mejor que el existente. Esto se puede lograr utilizando dos esquemas de bloque idénticos operando en paralelo y cada esquema tendrá sus canales de comunicaciones redundantes con redes seguras.

Con la posibilidad de intercambiar información entre DEI's se hizo posible implementar las funciones de bloqueo distribuido, las cuales son esenciales en aplicaciones de falla de interruptor y en cualquier aplicación donde el bloqueo sobre una gran distancia o sobre varios DEI's se desee.

4.5 Filosofía Bloqueo Distribuido

Un esquema de bloqueo redundante típico, que incluye al transformador, la protección contra falla de interruptor en 345 [kV] y en 138 [kV] se puede implementar como se muestra en la figura 4.5. Este esquema se basa, en esquemas de protección que protegen un transformador de 345/138 [kV], una terminal de línea de 345 [kV] y una terminal de línea de 138 [kV], entonces una estación pequeña con dos líneas y un transformador. En esta implementación los relevadores del transformador están conectados directamente a las bobinas de disparo y de cierre del interruptor de 138 [kV] y los relevadores de la línea de 345 [kV] están directamente conectados a las bobinas de disparo y de cierre del interruptor.

Esto se puede ampliar fácilmente si se tienen varios circuitos, pero por simplicidad solamente lo anterior será cubierto. Para tener completa redundancia, se requieren dos esquemas por dispositivo, por lo tanto hay seis DEI's para realizar el esquema de protección total. Todas las funciones de candado descritas deben ser del tipo no volátil asegurando que el estado del candado se mantendrá durante la pérdida de potencia.

La primera parte del esquema de bloqueo es la operación de la protección del transformador que tiene que realizar todos los comandos de disparo y de bloqueo de cierre para ambos interruptores, el de 345 [kV] y el de 138 [kV]. La operación del sistema 1 de la protección del transformador establece el candado dentro del DEI del transformador, es decir, dentro de él mismo, un candado dentro de ambos sistemas 1 y 2 relevadores de protección de la línea de 345kV y ambos sistemas 1 y 2 de los relevadores de protección de la línea de 138 [kV]. El comando establecer desde el DEI 1 del transformador puede ser transportado por medio de mensajes GSSE a los DEI's de línea. Cada uno de estos candados asegura entonces el disparo y el bloqueo de cierre del interruptor local. Cada bloqueo establecido es único a la función de bloqueo original, esto completa la primera característica crítica. Y todos los bloqueos aplicables deben ser restablecidos antes que sea removida la inhibición al cierre. La operación del DEI del sistema 2 de la diferencial del transformador resultará en que se ponen los mismos candados, excepto para el DEI del sistema 1 del transformador.

La función de disparo por falla de interruptor de 138 [kV] que se localiza en el DEI del sistema 1 de la línea de 138 [kV], establece los candados en ambos sistemas 1 y 2 de los DEI's de la línea de 345 [kV]. El disparo por falla de interruptor del DEI del sistema 2 de la línea de 138 [kV] resultará en que los mismos candados serán puestos, excepto para el DEI del sistema 1 de la línea de 138kV.

La falla de interruptor del interruptor en los DEI's de los sistemas 1 y 2 de la línea de 345 [kV] deben establecer un candado en si mismos respectivamente, y enviar esta información al extremo remoto de la línea de 345 [kV] para asegurar que la línea queda despejada.

El restablecer esta lógica se vuelve un reto, se debe tener mucho cuidado para asegurar que cuando una función se restablece en un DEI, que restablecería todos los candados que fueron puestos, por ejemplo, si el DEI del sistema 1 del transformador opera, el restablecimiento local de esta función debe restablecer todos los condados locales y remotos. El mismo principio se debe aplicar para las funciones de falla de interruptor.

Como existe el riesgo que algunos de los dispositivos estén fuera de servicio (debido a falta de alimentación o a comunicaciones), una característica de restablecimiento maestra tiene que estar disponible para que estos dispositivos puedan ser restablecidos remotamente, como es indicado por el restablecimiento de bloqueo maestro de la HMI.

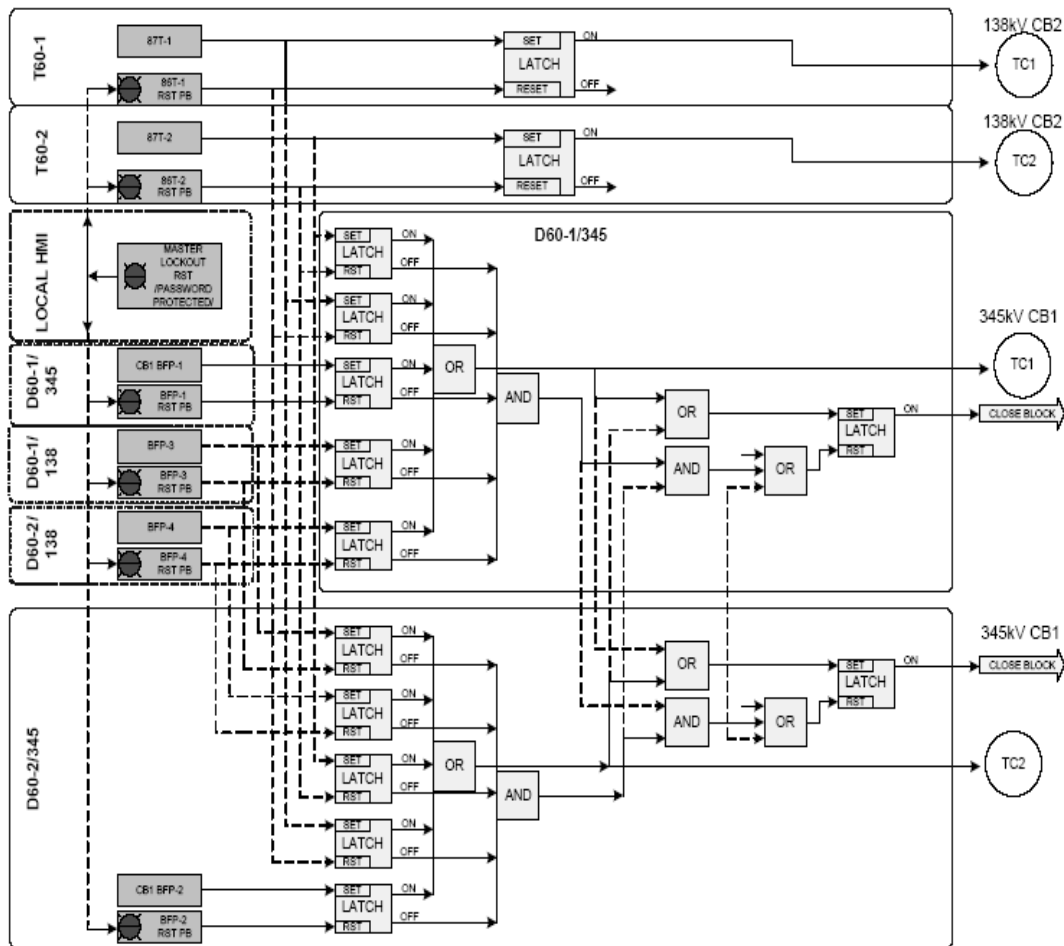


Figura 4.5.1 Diagrama Lógico para el Bloqueo Distribuido

Este tipo de esquemas de bloqueo distribuido tienen sus ventajas y desventajas. Las desventajas deben ser tratadas durante la implementación del mismo.

Ventajas:

- ⇒ Es un esquema menos complejo, ya que no requiere equipos auxiliares (excepto para el equipo de comunicaciones).
- ⇒ Se pueden hacer varias repeticiones para la ampliación del esquema de bloqueo, sin la necesidad de agregar hardware o alambrado adicional (si todos los DEI's están conectados a la misma infraestructura de comunicaciones).

Desventajas:

- ⇒ El esquema es altamente dependiente de las comunicaciones entre DEI's, aspecto importante en cuanto al hardware requerido.
- ⇒ El establecimiento y reestablecimiento del esquema de bloqueo se vuelve un problema si algunos dispositivos son autónomos.

Consideraciones durante la implementación:

- ⇒ Todas las funciones de bloqueo con candado deben ser del tipo no volátil, y mantener su estado después de que la alimentación al DEI ha sido restablecida.
- ⇒ Las comunicaciones a cada dispositivo, deben ser preferentemente redundantes para reducir el riesgo de la pérdida de comunicaciones.
- ⇒ Los contactos de salida asociados con cada bloqueo dentro de cada DEI deben ser del tipo de bloqueo, y de este modo no debe cambiar el estado si el DEI deja de ser alimentado.
- ⇒ Las funciones de bloqueo de los sistemas 1 y 2 deben estar preferentemente separadas una de la otra para minimizar comunicaciones entre sistemas, y permitir a un sistema o partes de él, que estén fuera de servicio para mantenimiento o pruebas.

Se han mostrado los beneficios del protocolo estándar IEC-61850, sus desventajas y la forma en que las enfrenta. Desde los diferentes métodos de configuración hasta el nuevo esquema de bloqueo distribuido junto con sus beneficios, como la reducción de costos de instalación y operación. Como la función de bloqueo opera a través de la LAN, la reconfiguración del sistema (es decir, la adición de interruptores de alto voltaje) que pudiera requerir realumbrado en el pasado ahora se realiza a través de cambios en la lógica. El sistema también permite reportes de estado rápidos en la función de bloqueo. Si alguna parte de la red esta comprometida, comprometiendo por lo tanto la función de bloqueo, se hace una indicación inmediata y se pueden tomar las acciones necesarias.

Capítulo 5 Casos de Implementación de Automatización de Subestaciones en el Mundo

La arquitectura del IEC-61850 es un prometedor marco tecnológico para sistemas distribuidos en el dominio de la automatización de subestaciones. El retorno en la inversión del estándar involucra: (a) La aplicación de herramientas y dispositivos serviciales y (b) la revisión y adopción de métodos y modelos en el diseño, y operación del sistema.

La estrecha cooperación entre fabricantes, integradores y empresas se considera vital para lograr beneficios a corto plazo en su despliegue. Este capítulo estará enfocado a los retos que han enfrentado las empresas que han ido implementando el protocolo IEC-61850 así como los beneficios que han obtenido. Además de mostrar el caso de una renovación total o la implementación de un proyecto nuevo.

Caso1. Modernización de los Sistemas de Protección, Control y Medición

I. Proyecto INTEGRA

El proyecto INTEGRA (Integration Platform for Distributed Automation: Plataforma de Integración para la Automatización Distribuida) fue lanzado con el objetivo de realizar una evaluación en los diversos niveles de aplicación del IEC-61850 en los sistemas de automatización de subestaciones (SAS).

El alcance técnico del proyecto es la aplicación de sistemas distribuidos en niveles de estación y de bahía.

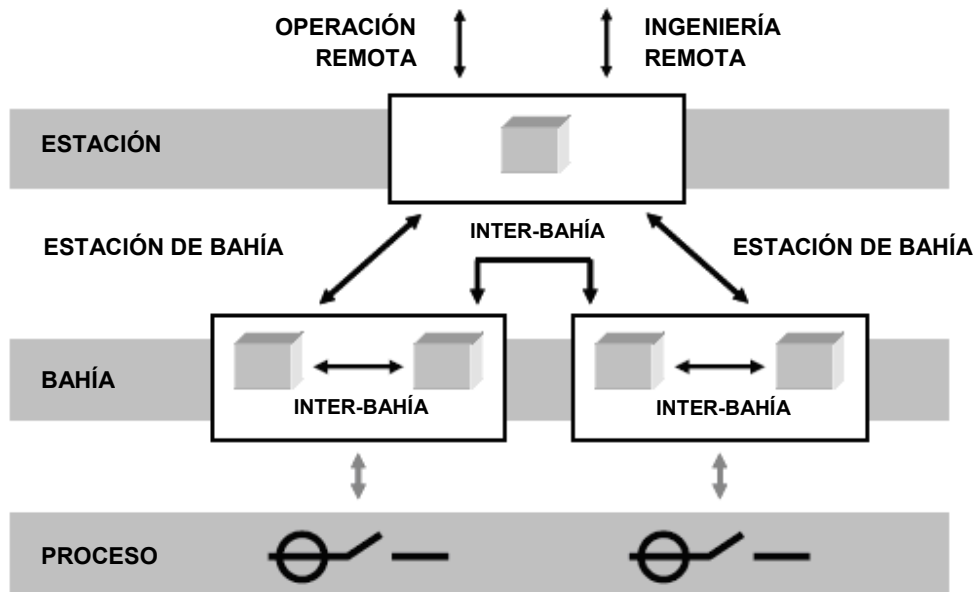


Figura 5.1 Alcance técnico del sistema INTEGRA

Los objetivos a corto plazo del proyecto son: (i) evaluar la aplicación de la tecnología del IEC-61850, proporcionando una retroalimentación a la comunidad de usuarios; (ii) desarrollar dispositivos y herramientas serviciales; (iii) confirmar la interoperabilidad entre dispositivos de los diferentes fabricantes; y (iv) adaptar las especificaciones actuales y los métodos de ingeniería de los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) al nuevo estándar.

El proyecto INTEGRA se dividió en tres fases:

i. Desarrollo Tecnológico.- Esta parte involucra la integración de las posibilidades de comunicación del IEC-61850 con los productos existentes, la ingeniería de los dispositivos de nueva generación así como el desarrollo de herramientas de ingeniería integradas.

Desde la perspectiva de las herramientas de configuración, el IEC-61850:

- ⇒ Establece un fundamento arquitectónico para modelos orientados a sistema
- ⇒ Propone modelos interfaz de información específicos de la subestación para la distribución de funciones actuales.
- ⇒ Establece los requerimientos para las herramientas
- ⇒ Define un lenguaje para el intercambio de modelos entre herramientas.

ii. *Desarrollo de Sistemas de Automatización de Subestaciones.*- Esta fase involucra el diseño y la integración de un sistema piloto con el IEC-61850 dentro de una subestación de 400/220 kV en la red de transmisión Portuguesa. Es en esta fase donde se deben ajustar los actuales procesos de diseño de automatización de subestaciones así como la evaluación práctica de la interoperabilidad, el diseño orientado a modelos y el establecimiento de prácticas de desarrollo.

El método a seguir se baso en emplear las arquitecturas existentes de los dispositivos basadas en Ethernet de última generación a ser adaptadas al alcance del proyecto para proporcionar un modelo de servicio del IEC-61850 para el intercambio de datos peer-to-peer en tiempo real, entre los dispositivos a nivel bahía y nivel estación a bahía, vía protocolos basados en el IEC-61870-5-104. Esto permite la aplicación directa del IEC-61850 sobre los dispositivos mediante la implementación existente con un nuevo software de comunicaciones. De esta forma se puede desarrollar un SAS con IEC-61850 formado con equipos de diversos vendedores integrando dispositivos de generaciones anteriores agregándoles posibilidades de comunicación.

iii. *Evaluación de la Solución.*- El objetivo es evaluar la solución general a nivel de puesta en servicio y operación. Esta fase no solo incluye la integración en el sitio, si no también pruebas específicas de laboratorio y de campo con el fin de evaluar del sistema: su comportamiento en tiempo real, sus posibilidades de diagnóstico, las facilidades de prueba, la dependabilidad y mecanismos de tolerancia a fallas y las posibilidades de mantenimiento.

En sistema piloto (SP) que se instaló, el cual tuvo lugar en la subestación Fanhões, se incluyeron las siguientes bahías:

- ⇒ Una línea de transmisión de 400 [kV]
- ⇒ Un transformador de potencia de 400/60 [kV]
- ⇒ Un enlace de barras de 400 [kV] y su by-pass
- ⇒ Un banco de capacitores de 60 [kV]

El rango de bahías que fue seleccionado para el SP, se eligió de acuerdo a los siguientes criterios:

- ⇒ Deben quedar incluidas todas las funciones de control y protección, es decir, de una línea de transmisión y de un transformador.
- ⇒ También debe quedar incluida una bahía de enlace de barras/by-pass, para probar los interbloqueos y otras funciones de comunicación con la línea de transmisión y el transformador de potencia.
- ⇒ Todas las bahías deben estar en servicio
- ⇒ La línea seleccionada, debe ser la que tenga más fallas por año, así el comportamiento del SP puede ser evaluado apropiadamente.

⇒ Se decidió incluir el banco de capacitores, ya que este tipo de bahía tiene una rutina diaria de conmutación.

Para cada una de las bahías, un grupo de DEI's realizan las funciones de protección y de control típicamente requeridas por la empresa. Los DEI's por bahía son: una unidad de control de bahía, dos o tres unidades de protección. Se adicionó un DEI, que permite el control del voltaje del segundo transformador de potencia de 400/60 [kV] existente en configuración en paralelo o solo.

El sistema piloto trabajara paralelamente con el SAS actual. De esta forma será posible analizar el comportamiento del SP ante fallas y disturbios enfrentados por las bahías seleccionadas, comparando los registros de los datos del SP con los del sistema existente.

Antes de la instalación del SP en sitio, será sometido a las Pruebas de Aceptación en Fabrica (FAT's), que comprenden pruebas funcionales para la protección y el control, así como pruebas de conformidad con el IEC-61850

Con respecto a la arquitectura del SP, la alta disponibilidad que se requiere para los SAS's, la redundancia juega un papel importante como se muestra en la figura 5.2.

Se puede observar que el anillo que conecta todos los switches y las dos conexiones desde, cada uno de los DEI's a los switches de bahía 1 y 2, garantizan que una falla en un solo switch no afectará en ninguna manera la red de comunicaciones, ya que existe una trayectoria alterna. La única excepción es, si el switch que conecta a la IHM local al servidor GPS y al centro de ingeniería remoto falla, aquellas partes del sistema quedarán sin operar; sin embargo, no son críticas para la operación del sistema.

Además de la arquitectura, existe un conjunto de parámetros, los cuales deben ser cuidadosamente ajustados para obtener un uso eficiente de la red de comunicaciones. En el período de integración, se deben cuidar los reportes de los bloques de control así como el tiempo de repetición para los mensajes Goose; para poder cumplir con los requerimientos de las aplicaciones y evitar un congestionamiento en la red.

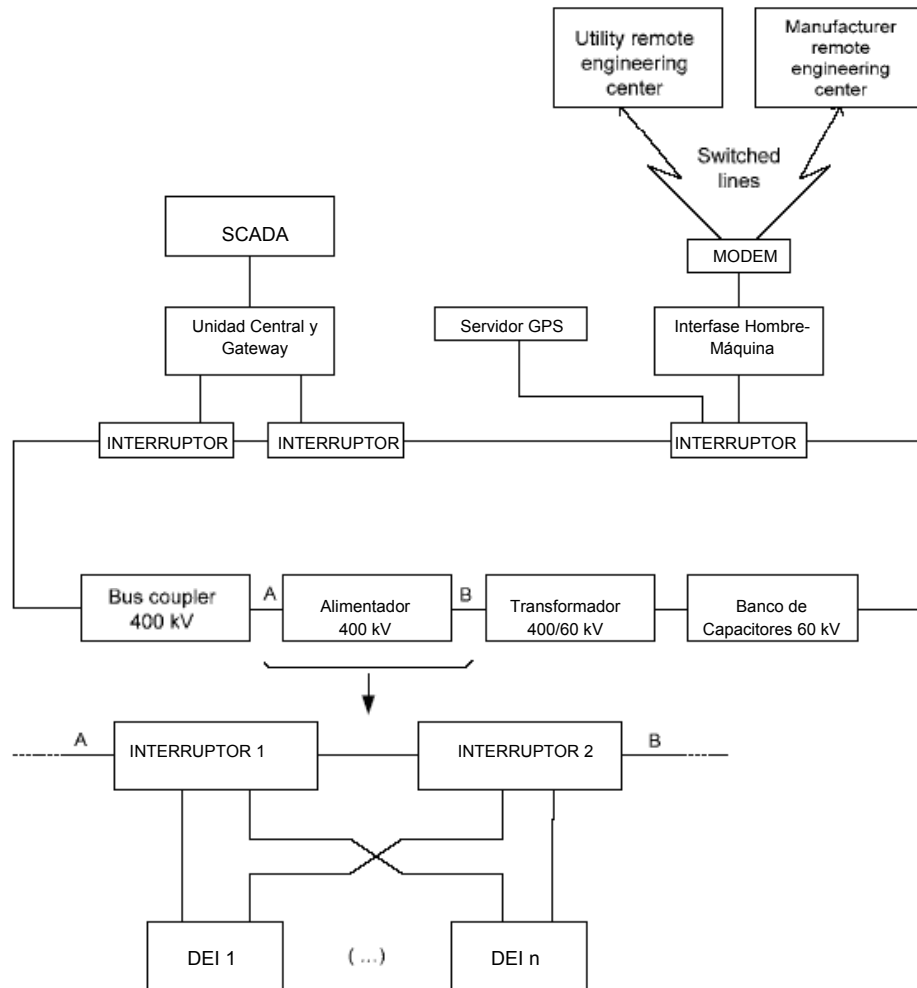


Figura 5.2 Arquitectura del Sistema Piloto de INTEGRA

El proyecto INTEGRA está haciendo posible una revisión de los SAS, adaptando su conjunto actual de especificaciones para que cumpla con el nuevo estándar.

Los principales resultados del proyecto son:

- ⇒ Integración de las posibilidades de comunicación del IEC-61850 con los productos existentes.
- ⇒ Revisión de requerimientos, especificación y diseño de los SAS.

II. Michigan Electric Transmission Company (METC)

La Michigan Electric Transmission Company alimenta la mayor parte de la Península de Michigan. Tiene un sistema de transmisión de 345 [kV] y 138 [kV] que comprende 82 subestaciones y más de 8600 [Km] de líneas de transmisión interconectadas.

Los problemas a los que esta haciendo frente son: la baja confiabilidad y los cada vez más altos costos de operación y mantenimiento de los sistemas heredados de protección y control. Alrededor del 63% de los relevadores existentes fueron instalados antes de 1980; muchas clases específicas de diseños de relevadores y generaciones viejas están experimentando un rápido incremento de deterioro y falla, relacionado con la edad. A muchos de estos relevadores les hacen falta características de comportamiento técnico que son importantes para la operación segura del sistema bajo el actual incremento de carga y esfuerzos. METC solo contaba con solo el 12% de relevadores microprocesados.

METC estableció un enfoque programático para realizar la actualización más amplia de todos los sistemas de protección y control, de todas las subestaciones en un agresivo programa multianual. En 2004 METC y su asesor KEMA, realizaron una evaluación a los sistemas de protección y control de las subestaciones seguida del desarrollo de una estrategia para el programa de reemplazo. Esta estrategia fue creada con base en las necesidades del negocio de METC, la regulación de la industria, la situación de confiabilidad de la empresa y la evaluación de la tecnología disponible. La estrategia de modernización se enfocó en lo siguiente:

- ⇒ Crear metas y guías de largo alcance para el diseño de la protección y de la automatización de subestaciones.
- ⇒ Evaluar la tecnología avanzada disponible en el marco de tiempo del proyecto de modernización.
- ⇒ Integración de la protección y del control para desarrollar y distribuir la información que ayude tanto en el aspecto de los negocios como en las operaciones de METC.
- ⇒ Utilizar las características de los nuevos dispositivos y sistemas para reducir la cantidad de equipos, espacios y fallas de hardware, a la vez que se mejora el comportamiento de la protección.
- ⇒ Reducir y finalmente eliminar el mantenimiento basado en tiempo, a la vez que se mejora la disponibilidad, seguridad y dependabilidad.
- ⇒ Prever y definir puntos sobre la administración de las características de los nuevos relevadores, sistemas y extracción de datos.
- ⇒ Desarrollar un análisis costo-beneficio para justificar la inversión del programa de modernización.
- ⇒ Aprender de las experiencias recientes para resolver puntos específicos del comportamiento de METC y de la industria en el diseño de la modernización.

METC seleccionó a un grupo de vendedores que comprendió a GE Multilin, GE Energy, IBM para la integración de los negocios y gestión de los datos de información; AT&T para

la infraestructura de comunicaciones y a KEMA para soporte técnico en control, protección, diseño, pruebas y necesidades de operación de la empresa.

Estrategia Técnica

La estrategia técnica que estableció METC, hace uso de las características de la tecnología LAN. Dicha estrategia se basa en sistemas con equipos en servicio comercial o en instalaciones piloto exitosas en algún sitio.

El diseño de modernización utiliza una arquitectura integrada para la automatización de la subestación y para los relevadores de protección. El esquema tiene las siguientes características:

- ⇒ Los relevadores y otros DEIs se comunican por medio de redes de área local, para la integración operacional.
- ⇒ El SCADA, EMS y la interfaz hombre-máquina (IHM) operan a partir de los flujos de datos compartidos en las LANs.
- ⇒ Los relevadores, DEIs y las bases de datos están integrados en una red de área ancha corporativa para que toda la empresa tenga acceso a la información que no es para la operación en la subestación.
- ⇒ Incorporación de relevadores multifuncionales en dos (no más) subgrupos sumamente aislados y redundantes con protección mejorada.
- ⇒ Los DEIs para el monitoreo del equipo, evalúan y comunican datos de operación del equipo más costoso.

Los beneficios que obtendrá METC al seguir esta estrategia, serán:

Beneficios Económicos

- ⇒ Reducción en el número de paneles de protección y zonas por más del 50%
- ⇒ Reducción de la cantidad de equipo y espacio en los paneles por más del 75%
- ⇒ Reducción del alambrado redundante de las señales por más del 50%, gracias a los datos compartidos en la LAN; a la vez que se agrega la capacidad de autodiagnóstico.
- ⇒ Eliminar por completo las unidades terminales remotas (UTR's) para el SCADA, los registradores de fallas digitales (RFD's) y los registradores de eventos en secuencia (RES) autosoportados.
- ⇒ Los DEI's para el monitoreo de la condición del equipo, proporcionan datos para ampliar la vida útil del equipo capital y así diferir o dar prioridad a gastos de reemplazo.

Beneficios de Confiabilidad

- ⇒ Enfoca y mejora el comportamiento de los relevadores de protección, usando nuevas funciones y elementos de medición.

- ⇒ Las comunicaciones de los relevadores y el automonitoreo traslapado detectan y alarman cualquier mal funcionamiento de los relevadores y sistemas antes de causen problemas al sistema.

Beneficios de Operación

- ⇒ La IHM central de la subestación reemplaza los controles manuales, distribuyendo la medición sobre los paneles de la caseta de control.
- ⇒ Reducción de la cantidad de equipo al que hay que brindar seguimiento y mantenimiento.
- ⇒ Reducción y eventualmente eliminación de pruebas y calibraciones en sitio.
- ⇒ Brinda un acceso más rápido a los datos de las fallas y disturbios sincronizados en tiempo para el análisis y reestablecimiento del sistema.

Caso 2. Sustitución Total o Proyecto Nuevo

El objetivo de realizar una sustitución total, es el de modernizar el sistema de protección instalando una protección avanzada y optimizar la instalación. Tiene la desventaja de que su instalación sea difícil y laboriosa, debido a que se debe modificar el proyecto de instalación.

El llevar a cabo un proyecto nuevo, brinda la ventaja de integrar el sistema de protección y control, en un mismo sistema de comunicaciones.

I. Modernización en ELEKTRO, San Paolo, Brasil

Se llevo a cabo la modernización completa de 30 subestaciones de 13.8 [kV] a 138 [kV], la cual comenzó en el año 2006.

Dicha modernización se llevo a cabo en dos etapas. Durante la primer etapa se escogió el protocolo DNP V.3.00 para la integración de los DEI's. Pero durante las propuestas de la segunda etapa Elektro solicito alternativas con el protocolo IEC-61850, y se analizaron las ventajas y desventajas de utilizar dicho protocolo:

- ⇒ La implementación resulta más cara, en cuanto a equipos se refiere.
- ⇒ Se requiere de capacitación.
- ⇒ Se requieren hacer modificaciones a las filosofías desarrolladas en un sistema tradicional de automatización.

Y lo que motivo para la implementación del protocolo fue:

- ⇒ Contar con un sistema de comunicación basado en Ethernet, alta velocidad.
- ⇒ Reducción sustancial en la cantidad de cobre.
- ⇒ Interoperabilidad y Confiabilidad (redundancia).
- ⇒ Eliminación de la obsolencia a corto plazo.
- ⇒ Expansión sencilla del sistema.
- ⇒ Desarrollar lógica de bahías a nivel de DEI's.
- ⇒ Priorizar los mensajes Goose así como minimizar entradas y salidas por contacto.
- ⇒ Asegurar la operación correcta de las funciones de protección.

Con lo anterior los requerimientos del proyecto fueron cubiertos. Elektro estandarizó el diseño y como resultado de la puesta en servicio en las subestaciones, los siguientes resultados fueron arrojados:

- ⇒ Con el uso del IEC-61850 y los mensajes Goose se redujo en un 50% el uso de cables de cobre comparado con la solución tradicional que se tenía en Elektro. Lo cual se puede observar en las dos siguientes figuras.

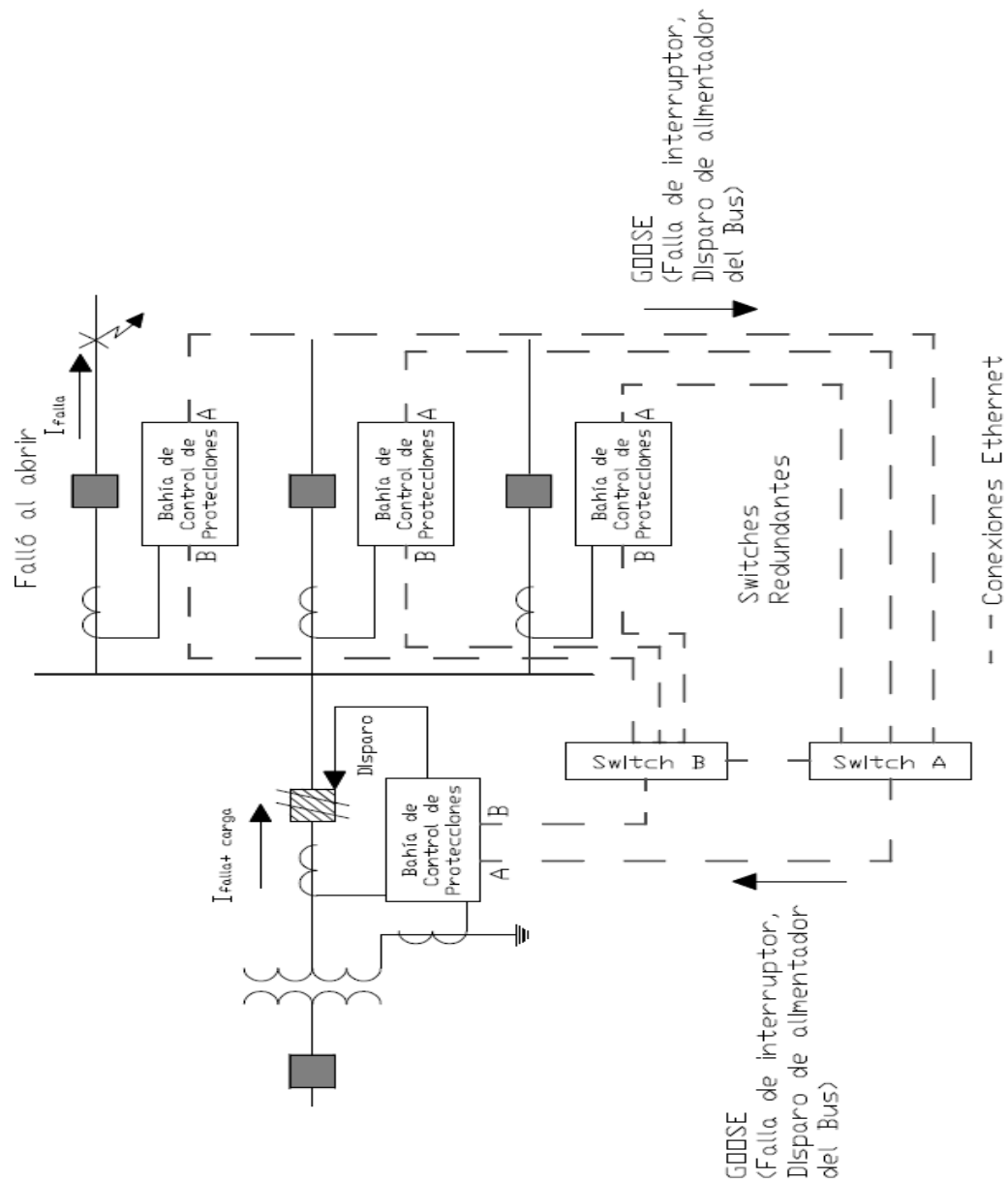


Figura 5.3 Falla de Interruptor (50FB)

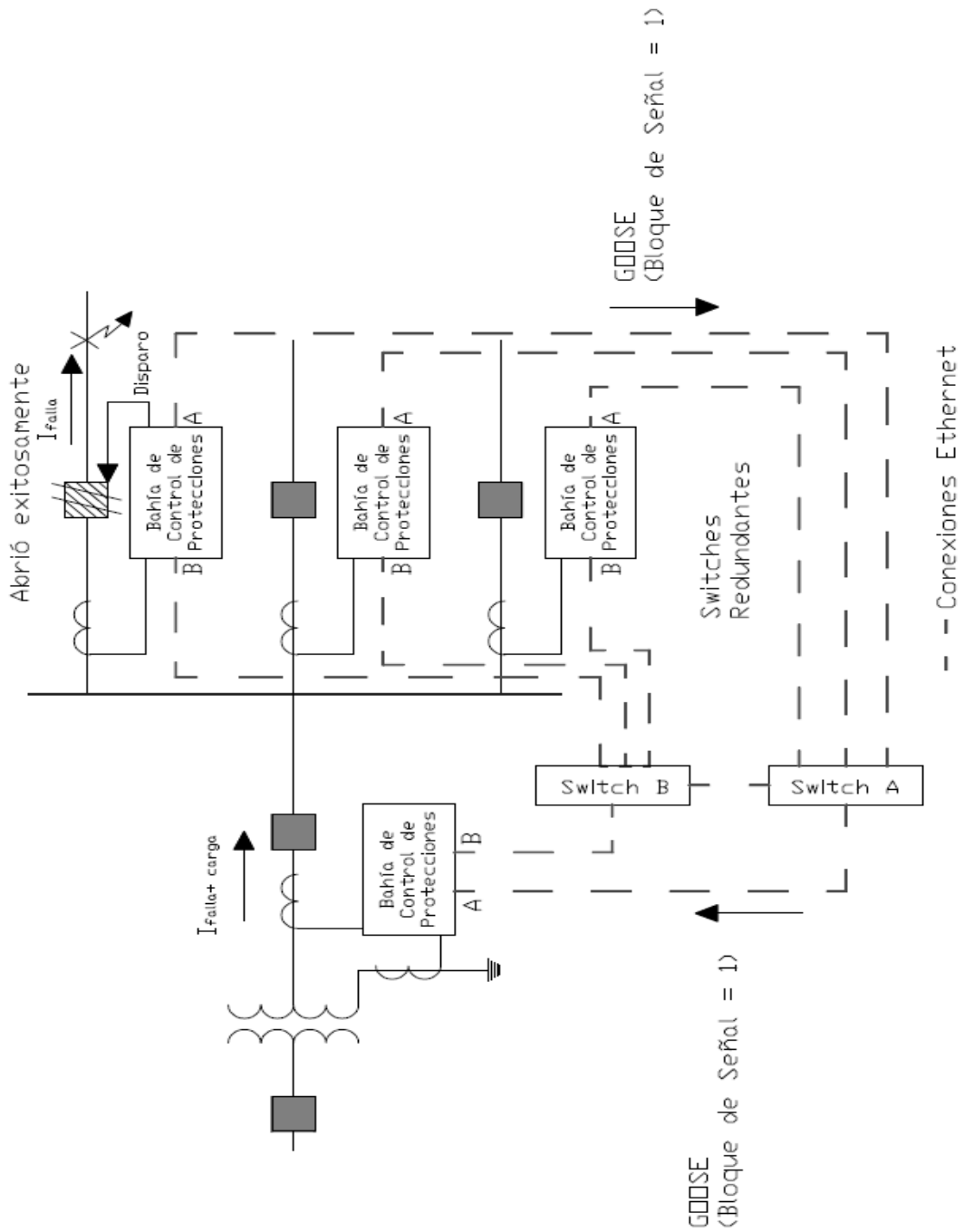


Figura 5.4 Mensajes Goose permiten un rápido disparo de bus sin cables de cobre

- ⇒ Reducción en los tiempos de libramiento de fallas, lo cual contribuye a una mejor calidad de la energía y vida útil de los equipos, especialmente de los transformadores.

Estos son solo algunos de los casos de implementación del IEC-61850, resumiendo se puede decir que la estrategia estándar a seguir es:

- ⇒ Comprender los alcances del estándar IEC-61850
- ⇒ Establecer los lineamientos de la empresa
- ⇒ Interacción con los actores participantes (integradores, fabricantes, desarrolladores)
- ⇒ Registro de lecciones aprendidas

Sin embargo, estas implementaciones en general, presentan ciertas desventajas:

- ⇒ Iniciación de un cambio tecnológico conceptual de la implementación e integración de los sistemas de automatización de subestaciones.
- ⇒ La experiencia es mínima
- ⇒ Los fabricantes que han implementado la norma IEC-61850, continúan utilizando herramientas propietarias, por lo que se requiere realizar un esfuerzo para alcanzar la integración de la interoperabilidad.
- ⇒ Las configuraciones de los equipos DEI's sigue siendo propietaria.

Por lo que aún, hay mucho trabajo por realizar para lograr una estandarización por completo.

Capítulo 6 Implementación en la CFE (Proyecto Piloto en la SE La Venta)

En la planta Eolo-eléctrica, La Venta II, se llevo a cabo un proyecto piloto. La implementación del Sistema de Automatización con base en la norma IEC-61850. El primer proyecto multifabricante a nivel mundial.

Esta subestación cuenta con una línea de transmisión en 230 [kV] a Juchitán II, un interruptor de amarre de barras y un transformador de 100 [MVA] 230/34.5 [kV] que se conecta a la barra que recibe los circuitos provenientes de la planta eólica La Venta II.

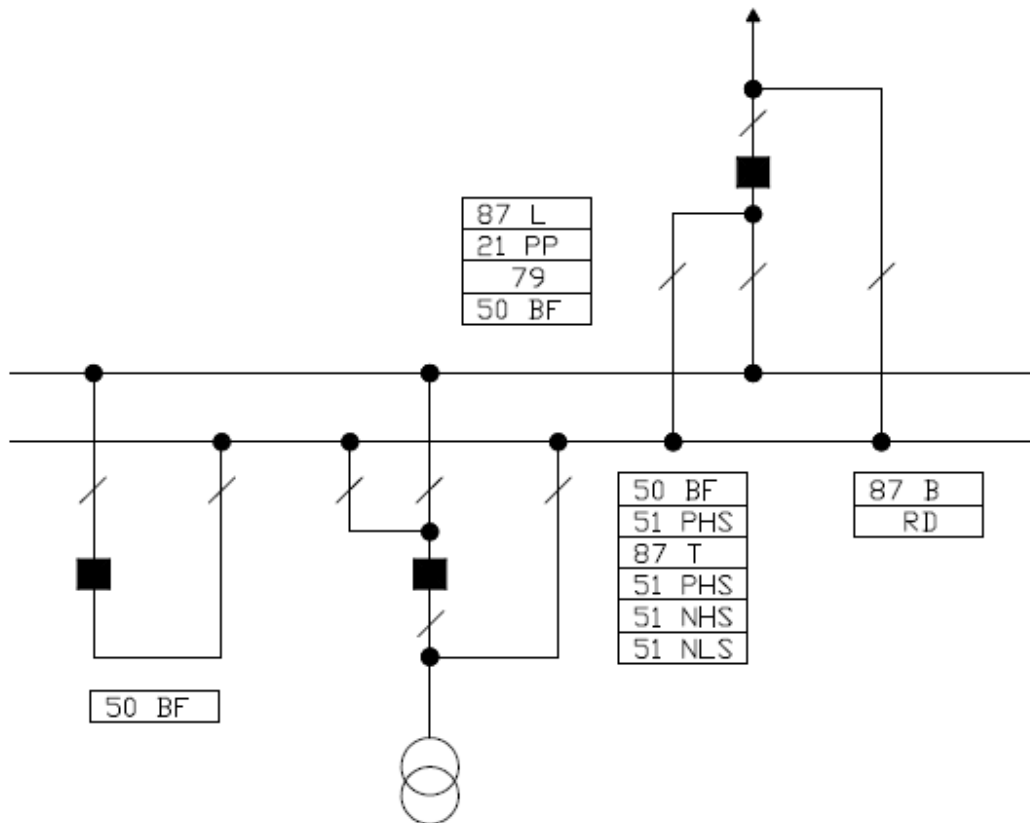


Figura 6.1 Características de la Instalación

En un inicio (Noviembre 2005), el proyecto se licito como una subestación convencional utilizando SAS propietarios, como: Modbus, DNP, UCA 2, IEC-101, IEC-103, etc.

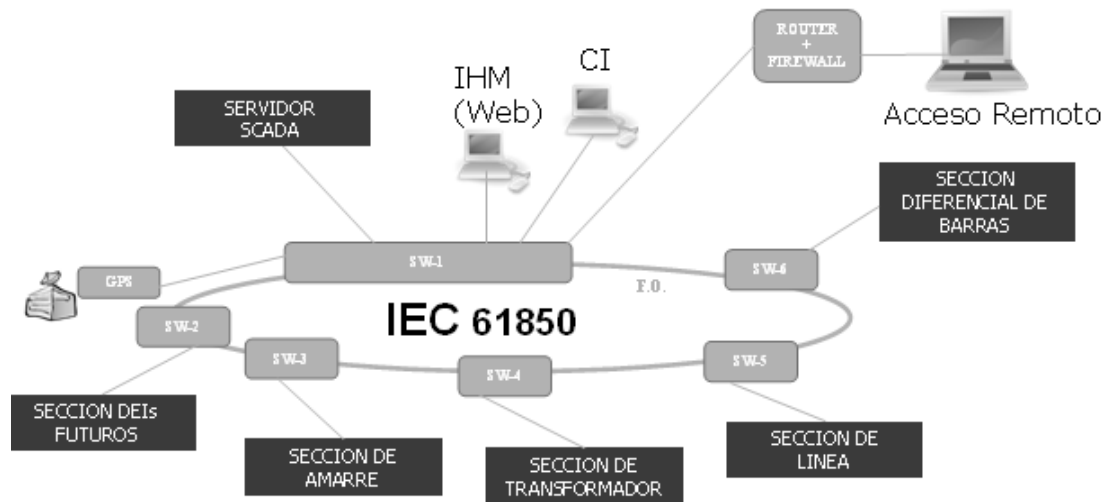


Figura 6.2 Arquitectura Inicial

El sistema se baso en una arquitectura con Tecnología Ethernet y la consideración de que cada elemento debería contar con su sección de protección, control y monitoreo.

El primer problema que se enfrento fue el de la Interoperabilidad: habilidad de dos o más DEI's del mismo o de diferentes fabricantes, para intercambiar información y usarla para la ejecución correcta de funciones específicas.

El objetivo de la selección de los DEI's, fue tener el mayor número de fabricantes conviviendo en una misma sección.

Para Octubre del 2006, se replanteo el proyecto. Lo que se pretendía, era implementar el protocolo estándar IEC-61850, para integrar todos los relevadores de la planta, y enfrentar un nuevo reto, la Intercambiabilidad: habilidad para remplazar un dispositivo de un fabricante por uno de otro fabricante sin hacer cambios a otros elementos del sistema.

El sistema esta integrados por múltiples proveedores como: SEL, GE, SIEMENS, ZIV, RuggedCom y Team ARTECHE.

Iberinco suministro el manejo del proyecto, las reglas para dispositivos y nodos lógicos, control y mapeo de datos, así como las bases de datos que deberían usarse en los servidores SCADA e IHM.

CFE definió la base de datos para el maestro SCADA y soporte técnico en todo el proyecto; y ZIV se encargo de llevar a cabo la integración de la IHM.

SEL suministro los DEI's, se encargo de la construcción de los tableros así como de realizar las pruebas al sistema. Proporcionó la capacitación al personal de CFE, y brindo el soporte técnico durante la puesta en servicio en sitio.

Como se menciona en el Capítulo 3, existen diferentes niveles de aplicación en una subestación:

- ⇒ Nivel 0 (proceso): Equipos primarios, interruptores, transformadores, etc.
- ⇒ Nivel 1: Equipos secundarios de posición, protección, control y automatismos de posición, etc.
- ⇒ Nivel 2: Control integrado subestación, control local, IHM, UTR, etc.
- ⇒ Nivel 3: Centros de control.

Durante este proyecto se estuvo trabajando en los niveles uno y dos, también llamados: nivel bahía y nivel de estación, respectivamente.

A continuación se muestra la arquitectura final del proyecto.

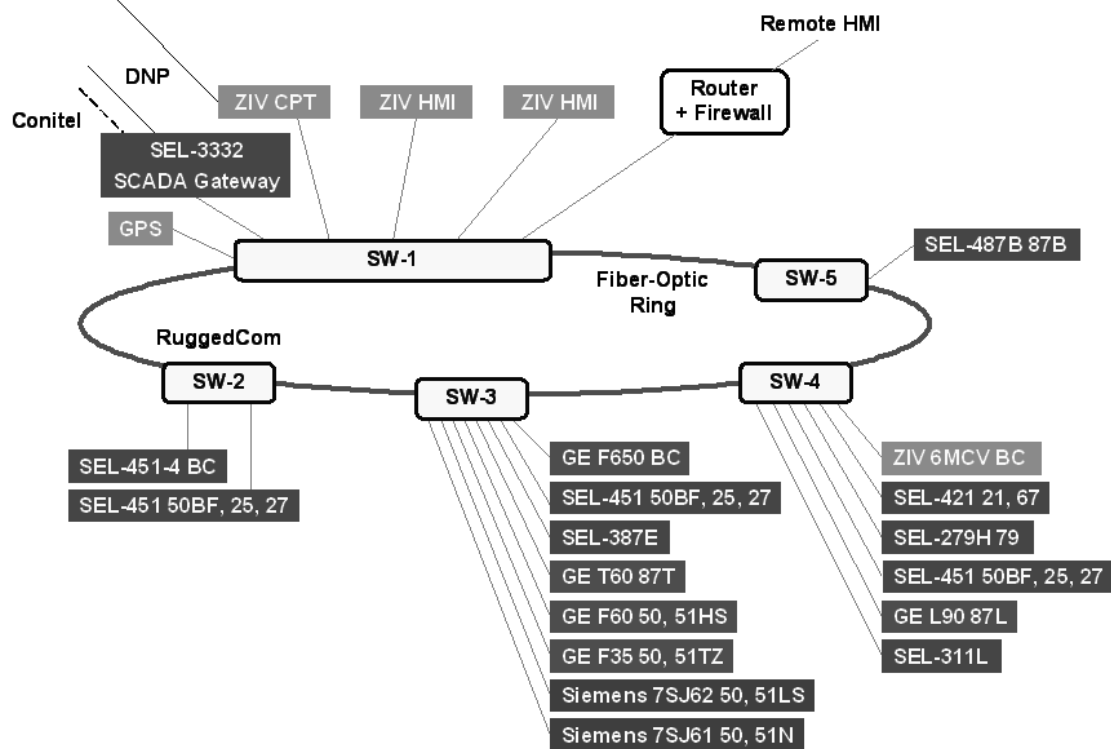


Figura 6.3 Arquitectura Final

Para poder llevar a cabo la implementación del IEC-61850, se hicieron cumplir las especificaciones del Sistema de Información y Control Local de Estación (SICLE) de CFE:

- ⇒ Controladores de bahía y protecciones directamente incorporados a la red.
- ⇒ Mensajes Goose, coordinados de tal forma que realicen su trabajo efectivamente.
- ⇒ IHM local redundante

De igual forma se cumplieron los requisitos solicitados por CFE para el área de protección:

- ⇒ Cableado convencional y mensajes Goose
 - Prueba de desempeño, cable de cobre contra mensajes Goose para protección.
 - Determinar si todos los relevadores se desempeñaran de la forma esperada.
- ⇒ Los DEI's deben ser aprobados por CFE

Se tomo en cuenta para la implementación:

- ⇒ SNTP (*Simple Network Time Protocol*) y el IRIG-B (*Inter-Range Instrumentation Group*) para la sincronización de las distintas implementaciones de cada proveedor.
- ⇒ Se dio preferencia al uso de nombres descriptivos para los nodos lógicos y así evitar nombres genéricos.

Así mismo, se acoplo a los métodos existentes para llamar a los equipos. Dispositivos físicos, usando nombres de CFE: XXX YYYYY ZZZZ, donde:

- XXX Identifica la subestación (LVD)
- YYYYY Es el interruptor (97010)
- ZZZZ Identifica la función del DEI (MCAD)

LVD97010MCAD es el control de bahía para el interruptor de amarre 97010 en la subestación LVD.

Para el proyecto se implemento el uso de los mensajes Goose. CFE quería ver la comparación en cuanto al desempeño de los sistemas cableados en cobre y los mensajes Goose en un ambiente real de una subestación. Por lo que CFE escogió probar la falla de interruptor usando mensajes Goose, tomando en cuenta las siguientes acciones:

- Disparo de Protección primaria.
- Redisparo.
- Disparo de relevador de falla de interruptor.
- Recepción de disparo de interruptor en el relevador diferencial de bus, que tiene la lógica de cuchillas e información, sobre que alimentador esta conectado a cada barra.
- Disparo de todos los interruptores, que se encuentren en el bus fallado.

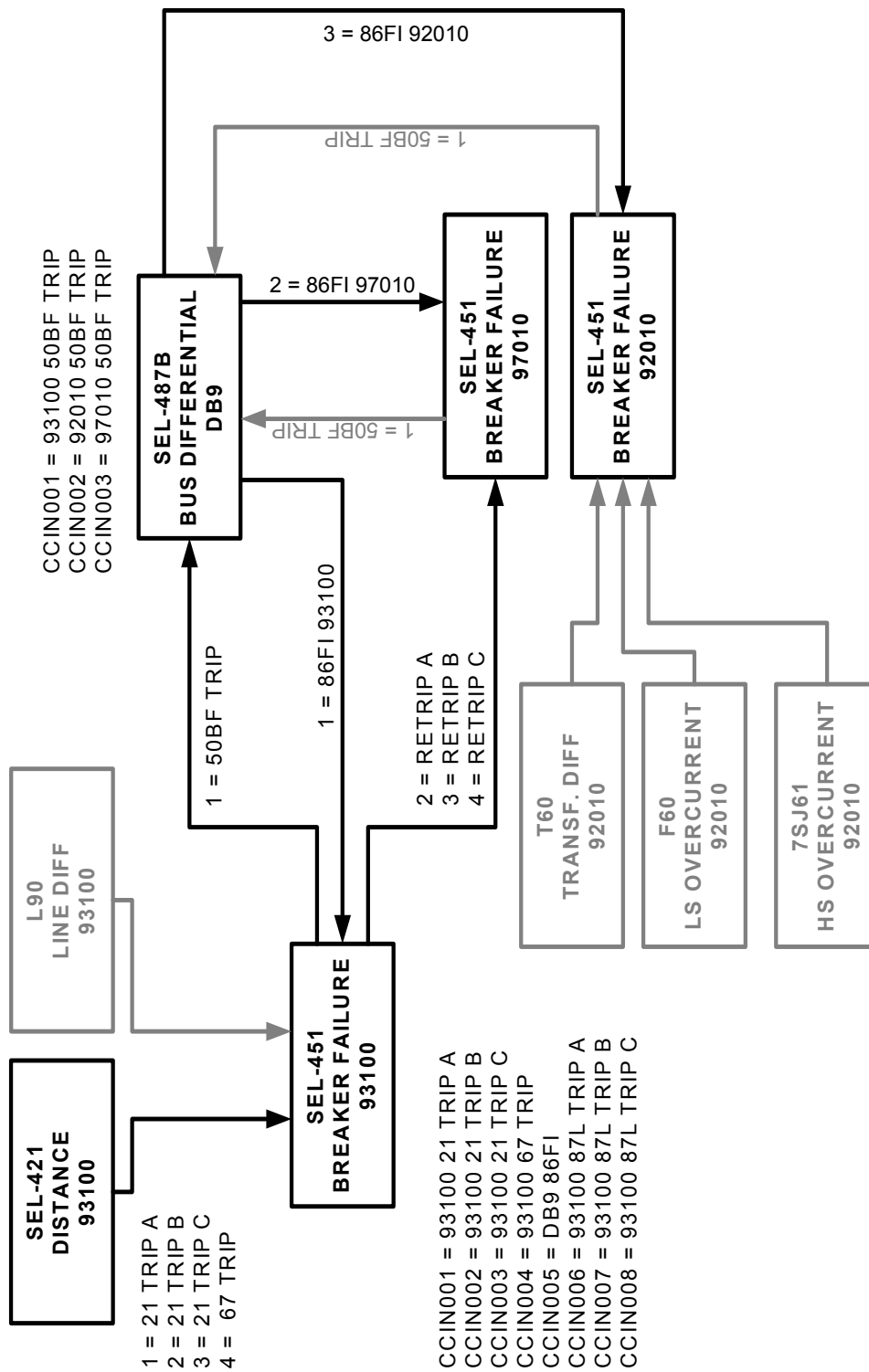


Figura 6.4 Comunicaciones Goose para falla de Interruptor

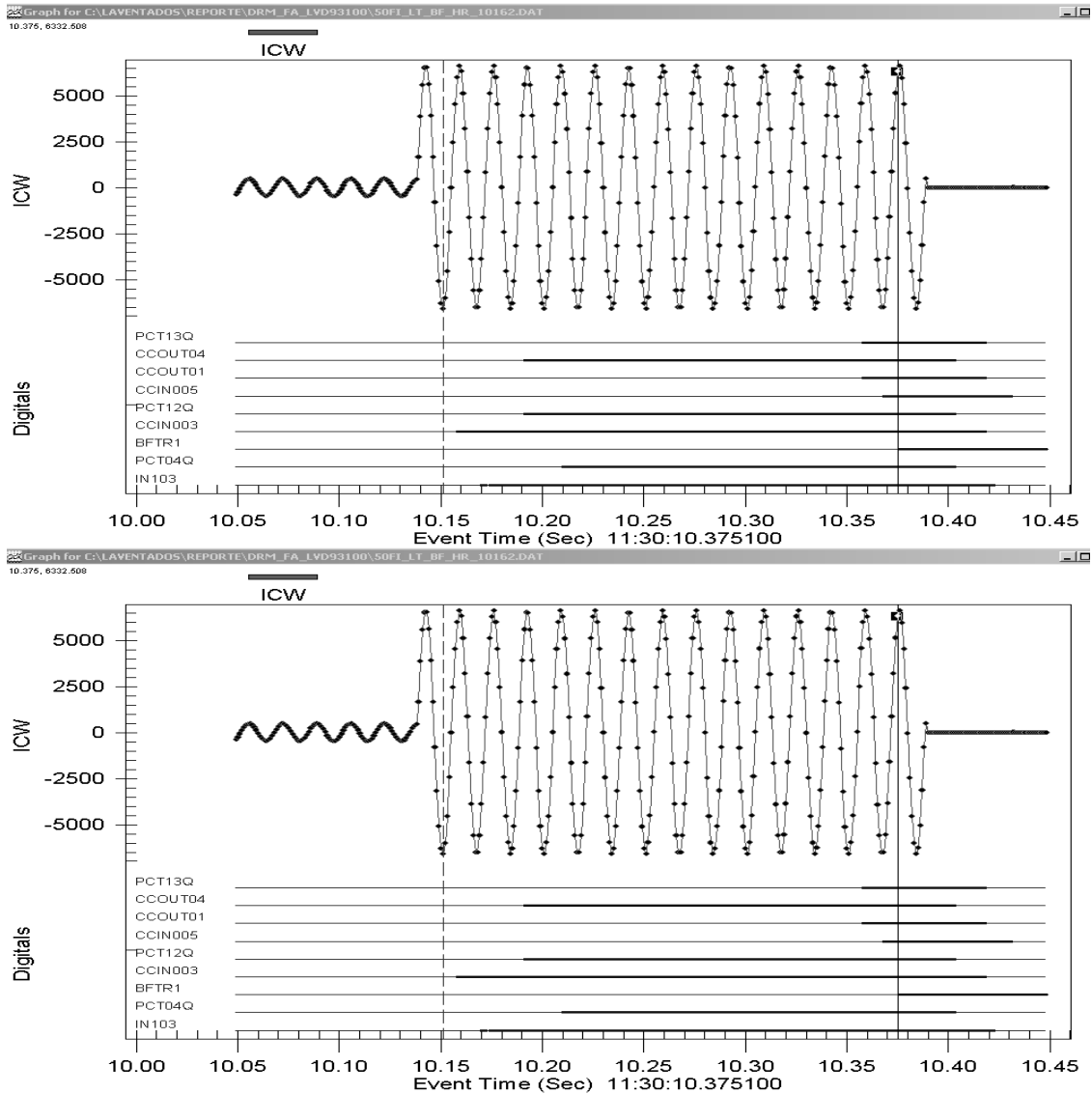


Figura 6.5 Operación del 86FI vía Goose: 8 [ms] más rápido que el cableado

El resultado de las pruebas realizadas con mensajes Goose, arrojo lo siguiente: las pruebas de re-apertura de los sistemas de protección (en este caso de los interruptores), la respuesta fue tres cuartos de ciclo más rápida; en el esquema de la falla de interruptor, los mensajes Goose han sido medio ciclo más rápidos en comparación con el esquema convencional de alambrado, el cual aún debe pasar a través del relevador de cierre (86), lo cual adiciona de 6 a 8 [ms].

La configuración, localización y resolución de problemas se simplifican haciendo uso de los registradores de secuencia de eventos y reporte de eventos.

Las implicaciones de dicho proyecto las podemos resumir en dos:

- ⇒ Reducción de costos
 - Simplificación del cableado
 - Simplificación del mantenimiento
 - Menor número de tecnologías
 - Menor número de elementos a configurar y mantener

- ⇒ Cambios en la metodología de diseño de subestaciones
 - Nuevas herramientas de ingeniería
 - Nuevos métodos de trabajo
 - Nuevas tecnologías
 - Nuevas necesidades de formación

Las experiencias adquiridas con el proyecto de la Venta II, fueron las siguientes:

- ⇒ El uso de la norma IEC-61850 en los equipos de protección y control integrados en sistemas de automatización de subestaciones es funcional, es decir, el sistema proporciona las mismas funciones, seguridad y disponibilidad que los actuales.
- ⇒ Se identificaron los alcances y beneficios que puede aportar esta nueva tecnología en los sistemas de automatización de las subestaciones.
- ⇒ El diseño de ingeniería de un sistema de automatización tradicional es diferente a la de uno desarrollado bajo el estándar IEC 61850 por lo que es imprescindible disponer de documentación detallada que facilite el manejo, mantenimiento, actualización y pruebas al sistema.
- ⇒ Se identificaron las funciones de los dispositivos lógicos implementados en los equipos de protección y control.
- ⇒ Se validó que el intercambio de información para interbloqueos y disparos por medio de comunicaciones (mensajes Goose) es factible y funcional por lo que no es requerido el uso de cableado ni de relevadores auxiliares.
- ⇒ La implementación de la norma IEC 61850 en los DEI's es diferente en cada fabricante.
- ⇒ Es necesario realizar un proceso de capacitación y actualización para los especialistas de las áreas de protección, control y comunicaciones indicando los alcances y beneficios que la implementación de la norma puede aportar.

- ⇒ Se requiere trabajar en una normatividad en la que se indiquen los requisitos mínimos que deben cumplir las subestaciones de CFE realizadas bajo el estándar IEC 61850.

Capítulo 7 El Futuro de la Automatización de Subestaciones

Son muchos los sistemas integrados muy avanzados que se emplean en el proceso de suministro de energía eléctrica a todos los niveles. La función de estos sistemas es proteger los componentes del sistema eléctrico, el control del flujo de potencia y la monitorización del proceso, además del estado de su equipo. Los dispositivos de automatización de sistemas eléctricos se integran en redes de comunicación para intercambiar información entre varios dispositivos, así como con sistemas supervisores.

En materia de las tendencias tecnológicas de los componentes integrados en la automatización de sistemas eléctricos, estará determinado por tres tendencias tecnológicas distintas:

- ⇒ Integración Electrónica.- Los circuitos integrados incorporarán cada vez más funciones en un único dispositivo de automatización (aumento de la velocidad del reloj del CPU, mayor memoria), un solo dispositivo será capaz de realizar funciones adicionales que actualmente se procesan con diversos dispositivos.
- ⇒ Integración de Equipos de Conmutación
- ⇒ Comunicación de Datos.- Los protocolos de uso más común como Modbus y DNP, se ampliarán para la interconexión Ethernet, permitiendo la utilización de una gran cantidad de protocolos estándar en una única red Ethernet.

Al eliminar los convertidores de protocolos, el IEC-61850 ha quedado establecido y ha permitido que el potencial de la automatización de las subestaciones sea plenamente explotado.

La expansión de la funcionalidad de tales sistemas se está llevando a cabo en diversas áreas. La experiencia ha mostrado que de mantenerse el IEC-61850 con éxito, los actuales dispositivos sin ninguna actualización deberán operar junto con futuros dispositivos en una instalación. Estos requerimientos no han sido establecidos en el estándar, por lo que es algo que se deberá trabajar.

El siguiente paso es, el bus de procesos, para las subestaciones totalmente automatizadas, ofreciendo mayores beneficios a las empresas eléctricas y a los consumidores industriales de electricidad. El bus de procesos, es usado para la comunicación entre los DEI's y los dispositivos de control y protección ubicados en el cuarto de control. El bus de procesos también puede ser usado para la comunicación directa entre los DEI's y los aparatos de alto voltaje. Hasta este punto, ningún estándar, o al menos ninguna solución realista ha sido propuesta.

Los requerimientos o las demandas que requieren ser cubiertas por el nuevo bus de procesos son: velocidad en los tiempos de operación para las señales de entradas y salidas E/S, alta transferencia en la proporción de datos (muestras en el rango de kHz para protección y registro), alta seguridad y un costo razonable.

Se pretende que la comunicación en los buses se lleve a cabo mediante aplicaciones multimedia, las cuales cuenten con una alta seguridad, un amplio ancho de banda (100Mbit a 1Gbit) y priorizar mecanismos para asegurar la transferencia crítica de datos en los tiempos dados.

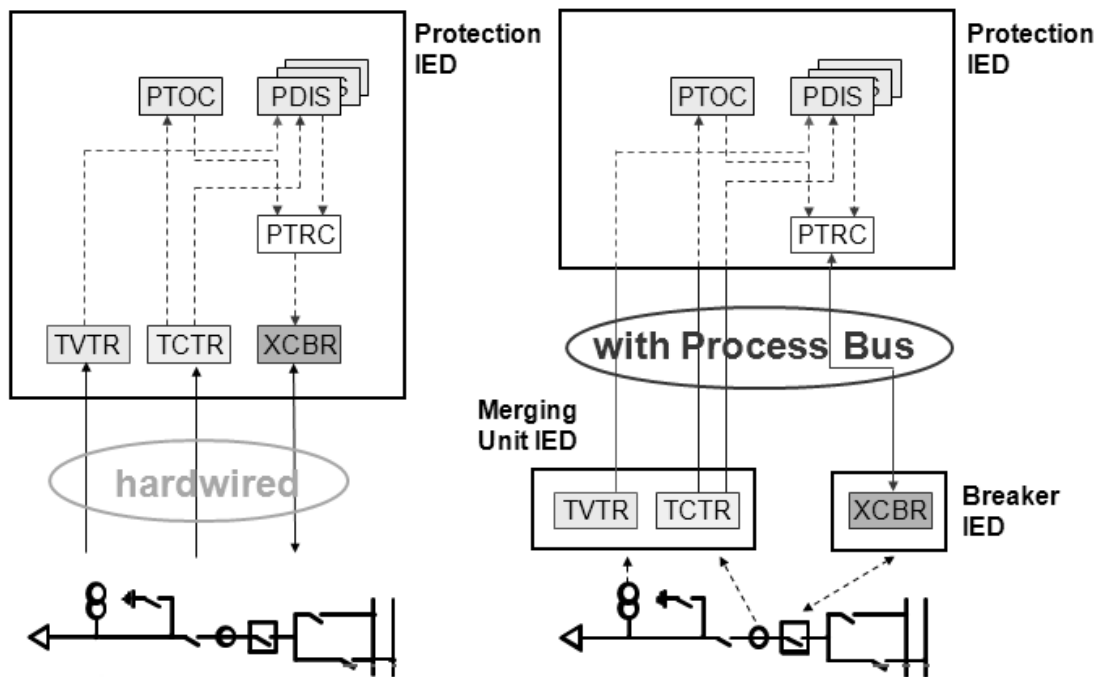


Figura 7.1 Arquitectura sin bus de procesos y con bus de procesos

La nueva tecnología del bus de procesos incrementará la disponibilidad y la seguridad del sistema secundario debido a la amplia y veloz función de auto-supervisión.

Junto con el desarrollo del bus de procesos, se espera que se llegue a tener una integración funcional, es decir, migrar de los transformadores de instrumento convencionales a los transformadores de instrumento no convencionales, los cuales se basan en efectos opto-eléctricos. Y la entrega de los datos obtenidos por dichos transformadores se realiza a través de una serie de mensajes (mensajes Goose).

Para poder comunicar a los transformadores de instrumento con los dispositivos de protección y de control es necesario contar con una Unidad de Enlace (Merging Unit) y en conjunto con un interruptor para los DEI's (Breaker IED). Esto nos da como resultado un esquema como el mostrado en la Figura 7.1, que es una forma de reducir el número de dispositivos físicos requeridos en un sistema así como el gran número de alambrado o conexiones de cobre. Dichas reducciones contribuyen al incremento de la confiabilidad del sistema.

Otro aspecto muy ligado al bus de procesos es el bus de campo. Un bus de campo es un sistema de transmisión de información (datos). El objetivo de tener un bus de campo es reemplazar los sistemas de control centralizados por redes de control distribuido que permitan reducir costos (instalación, mantenimiento) y mejorar la eficiencia.

Una de las principales características del bus de campo es su significativa reducción en el cableado necesario para una instalación. Se estima que puede ofrecer una reducción de 5 a 1 en la reducción de los costos.

Con la tecnología del bus de campo, se permite la comunicación bidireccional entre los dispositivos de campo y los sistemas de control, pero también entre los propios dispositivos de campo. Aún no existe un bus estándar, muchas compañías han desarrollado diferentes soluciones. Se espera que en los siguientes años se de una estandarización de buses de campo y poder así optimizar la transmisión de datos.

A continuación se muestra una reseña sobre las perspectivas que se tienen para el IEC-61850 en los próximos 9 años.

2008

- ⇒ Disponibilidad en producción y equipos
- ⇒ Demostraciones de interoperabilidad (adicionar nuevos dispositivos a un sistema existente con un mínimo impacto)
- ⇒ Norma de bus de campo totalmente acordada y aceptada (acceso y ajuste vía servidor WEB)

2010

- ⇒ Se espera tener un grado de implementación del 10%
- ⇒ Homogeneidad de herramientas de ingeniería, SAS

2012

- ⇒ Implementación del estándar en un 100% en las nuevas subestaciones
- ⇒ Completa disponibilidad del lenguaje XML en los DEI's
- ⇒ Inicio del uso de la tecnología WIFI interior de edificios para P + C
- ⇒ Primeros usos del bus de campo

2015

- ⇒ Propuestas sobre nuevos bus de campo (Ficheros recibidos directamente de las protecciones por e-mail)
- ⇒ División de los DEI's: en unidad de medida y unidad de proceso (el primero integrado por TC's y TP's y el segundo integrado en paneles)

2018

- ⇒ Implantación real del Bus de Campo (Comunicación directa por WEB services como nueva vía.)
- ⇒ Comunicación del IEC con intersubestaciones

Estas tendencias tecnológicas tan solo son el resultado de las necesidades que se han ido generando conforme al desarrollo de la tecnología.

Las tendencias de las subestaciones es simplificar los arreglos en el bus de barras y reducir el número de componentes de alta tensión a fin de ahorrar en coste de inversión y mantenimiento, pero manteniendo la disponibilidad. Además de poder gozar los beneficios que ofrecen los lenguajes de programación tales como: XML, que como se ha mencionado: permite la comunicación entre los diversos DEI's y el cual también es importante para el Lenguaje en la Comunicación de Subestaciones como se menciona en el Capítulo 4.

El inicio de la tecnología WIFI en edificios, permitirá eliminar el uso de cables o de algún otro medio físico. Cabe mencionar que una red WIFI es un medio de comunicación inalámbrico, que permite enviar datos sobre redes computacionales, utilizando ondas de radio. Esto reduce costos en cuanto a la infraestructura en comparación con las redes cableadas.

El reto que enfrentan las redes WIFI dentro de una subestación, es el ambiente predominante de fuentes de interferencias, por que deberán ser capaces de tolerar y mitigar estos problemas. Otro de los retos, es el de la seguridad. Es un problema que este tipo de redes enfrenta actualmente, en el caso de las subestaciones se busca evitar operaciones no deseadas durante lapsos de comunicaciones falsas, el acceso de intrusos, por ejemplo.

Las últimas innovaciones y las mejoras en las tecnologías de comunicación inalámbricas abren nuevas opciones para el intercambio de datos, no solo dentro de una subestación, si no también en la vida cotidiana.

Capítulo 8 CONCLUSIONES

Los retos para el sistema de distribución de electricidad son más grandes que nunca. La continua y creciente demanda de energía, así como la calidad y confiabilidad en el suministro de ésta, implican un desarrollo continuo en la operación y control en cualquier tipo de subestación.

Se requiere de una integración de los sistemas de control, protección y medición, pero la cual posea una *arquitectura flexible*, es decir, que permita la integración de nuevas tecnologías así como la bondad de poder ser reemplazadas por nuevas y/o mejoradas tecnologías sin que por ello se tenga que modificar por completo la arquitectura del sistema. Así mismo, se requiere que dicha integración posea una *arquitectura de comunicación abierta*, esto quiere decir que, provea al sistema de un modelo de intercambio de información. Sin que influya el tipo de fabricante de los equipos existentes en la subestación.

La interrelación de estos dos tipos de arquitecturas es el resultado de un sistema automatizado. Y esta interrelación la encontramos en el protocolo IEC 61850. Como se ha mostrado a lo largo de este documento, este estándar ofrece una amplia gama de beneficios para el diseño de una subestación.

Entre los beneficios de los avances tecnológicos en la automatización de las subestaciones se incluyen:

Interruptores automatizados en los circuitos, que combinados con la reconfiguración de la red de distribución con control remoto, pueden:

- ⇒ Acelerar el aislamiento de la falla en forma dramática.
- ⇒ Reducir la duración de las interrupciones de potencia.
- ⇒ Reconectar el servicio eléctrico a los clientes mucho más rápido.

Tener información en tiempo real con los equipos puede ayudar a:

- ⇒ Eliminar el trabajo de averiguar y optimizar las capacidades existentes.
- ⇒ Reducir los tiempos de restablecimiento debido a las mejores posibilidades de localizar las fallas.
- ⇒ Reducir el tiempo y la mano de obra necesarios para dar seguimiento a las fallas debido al diagnóstico de los equipos realizado en línea y en forma continua.
- ⇒ Evitar las interrupciones forzadas o no programadas.
- ⇒ Reducir las inspecciones y las pruebas necesarias.
- ⇒ Reducir el número de componentes y alambrado necesarios.

Proporciona un mayor acceso a la información a una diversidad de usuarios de diversas organizaciones sin sacrificar seguridad o desempeño

Se ha dado un vistazo a los proyectos de automatización de subestaciones centrados en dicho protocolo y se ha podido comprobar en base a la información recopilada de estos proyectos que la promesa de la automatización de subestaciones, que es tener todos los datos disponibles en tiempo real para todos los interesados en la empresa del sistema de potencia eléctrica, gracias al uso de este estándar de comunicaciones, se ha podido cumplir.

Abriendo la posibilidad de validar los datos en tiempo real, de identificar, rechazar, y/o corregir datos malos, obtener datos precisos y oportunos así como una entrega confiable y segura, y calibrar remotamente, los dispositivos que adquieren los datos y de realizar otras aplicaciones, limitada solamente por nuestra imaginación y nuestros esfuerzos por hacer posible estas aplicaciones. Los clientes o usuarios de los datos pueden tener diversas aplicaciones con diferentes requerimientos sobre la seguridad, confiabilidad, precisión y oportunidad de los datos.

Más importantemente, la automatización de la subestación ofrece la posibilidad de lograr estos objetivos con un costo mínimo (excluyendo los costos de desarrollo).

Es así, que podemos decir a través de este vistazo, que la automatización ha creado sistemas que:

- ⇒ Operan en forma más eficiente
- ⇒ Reducen la frecuencia y la duración de las interrupciones
- ⇒ Mejoran la utilización y el mantenimiento de los equipos

Finalmente podemos establecer sobre las tendencias tecnológicas predicen un nivel mayor aún de complejidad funcional para cada dispositivo y también una integración más profunda con aparatos de alta y media tensión. La necesidad de la automatización y la comunicación crecerá continuamente. Para responder a esta demanda futura, los dispositivos de automatización tendrán que contar con una refinada capacidad de comunicación de datos e interconexión.

Anexo 1 Pirámide de la Productividad en la Automatización

La International Standard Organization (ISO), propuso una definición de Sistemas de Interconexión Abierta (OSI) la cual se ajusta para los sistemas de control y se basa en un modelo creado en los 90's conocido como modelo piramidal.

Este modelo establece diferentes niveles de funcionalidad en un sistema de control distribuido, a continuación se proporciona la descripción general de cada uno de ellos:

El nivel más alto es el denominado de Empresa en el cual las actividades estratégicas son planeadas y el análisis de las operaciones de la compañía son realizadas. Una gran cantidad de información se utiliza en este nivel y se suministra por varias fuentes tales como agencias del gobierno, organizaciones industriales, etc. El esquema de comunicación utilizado, red de área amplia (WAN), incluye una red muy compleja que interconecta varias computadoras, terminales y dispositivos de almacenamiento, que pueden estar ubicados a lo largo del país o del mundo.

El siguiente nivel se conoce como de Planta, aquí la información es proporcionada por diferentes departamentos de una misma compañía tales como generación, transmisión, distribución, etc. Los datos se transmiten por medio de una red de área local (LAN).

Siguiendo con la pirámide se tiene el nivel de Área o Supervisión, éste tiene la función de optimización del proceso, producción y administración de alarmas y otros eventos críticos. Las acciones son realizadas por un operador humano el cual supervisa las operaciones de un área específica, utiliza equipo de cómputo y una Interfase Hombre-Máquina (MMI) alimentada con información de niveles más bajos, en este nivel se hace uso de redes de área local.

El Control de Unidad es nuestro siguiente nivel y su función es la administración en tiempo real de los dispositivos que ejecutan los algoritmos de control. Los equipos aplicados varían dependiendo de la aplicación, los más comunes son los PLC's. La información es recolectada desde los niveles más bajos en cuestión de milisegundos usando redes específicas o conexiones punto a punto.

Por último el nivel más bajo es el llamado de Proceso, esta constituido por sensores, actuadores, etc.

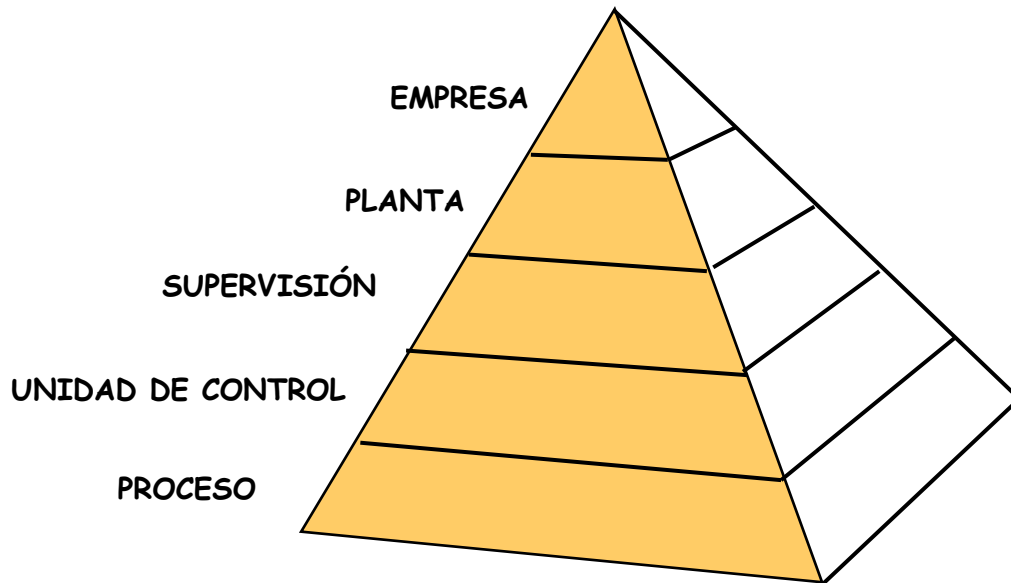


Figura A.1 Modelo Piramidal

Para obtener un sistema de control distribuido robusto es necesario que se cubran las siguientes actividades:

- ◆ Un buen desempeño del software y hardware básico.
- ◆ Algoritmos de detección de fallas.
- ◆ Carga de una base de datos óptima.
- ◆ Protocolos de comunicación.
- ◆ Una buena plataforma que soporte los programas de aplicación (MMI).
- ◆ Un procedimiento de prueba efectivo.

El cubrir los anteriores puntos dará la seguridad de contar con un sistema flexible que proporcionará las características necesarias de interoperabilidad, interconectividad e intercambiabilidad que establece el modelo OSI.

Anexo 2 TOPOLOGÍAS

La topología de un sistema de control para una subestación es la arquitectura del sistema de cómputo utilizado. La funcionalidad de tal sistema es el conjunto de funciones que pueden ser implementadas en el sistema de control.

Los sistemas de control con computadora pueden utilizar una de las dos topologías básicas:

- a. Topología Centralizada
- b. Topología Distribuida

Los primeros ejemplos de automatización de subestaciones utilizaron el concepto de topología centralizada, debido a las limitaciones de la tecnología, tanto en la potencia del procesador como en las técnicas de comunicaciones. En los últimos años se ha optado por la topología distribuida, en la que varios DEI's se enlazan en una conexión serie multidrop a un procesador local.

El procesador local puede controlar una o más bahías en la subestación. Todos los procesadores a su vez, son conectados a una interfaz hombre-máquina (HMI), y posiblemente también a un sistema SCADA local o remoto para el monitoreo y control de toda la red.

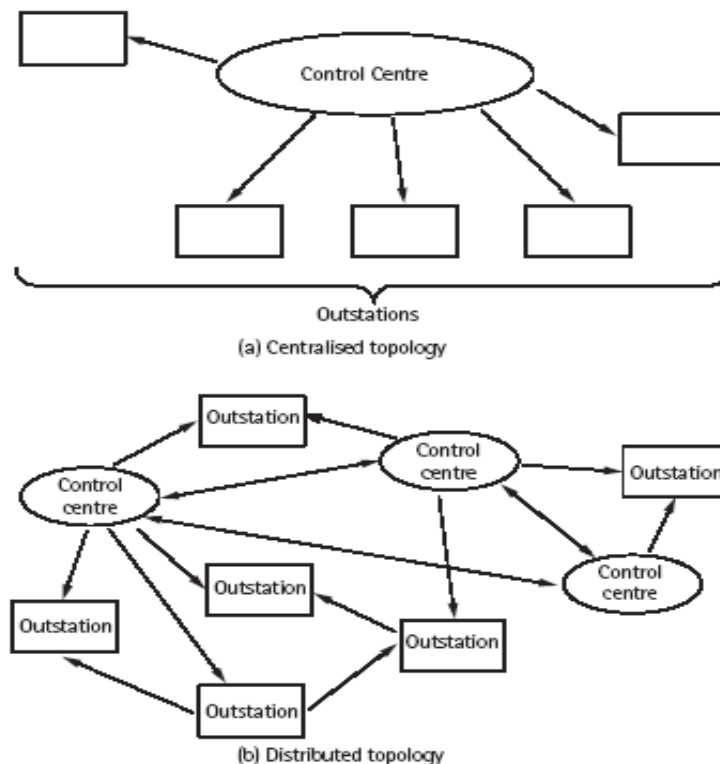


Figura B.1 Topologías Básicas de Sistemas de Automatización de Subestaciones

Para formar un sistema de control en una subestación es necesario contar con una topología de hardware. Existen tres tipos de topologías, comúnmente usadas y son las siguientes:

Topología basada en la IHM

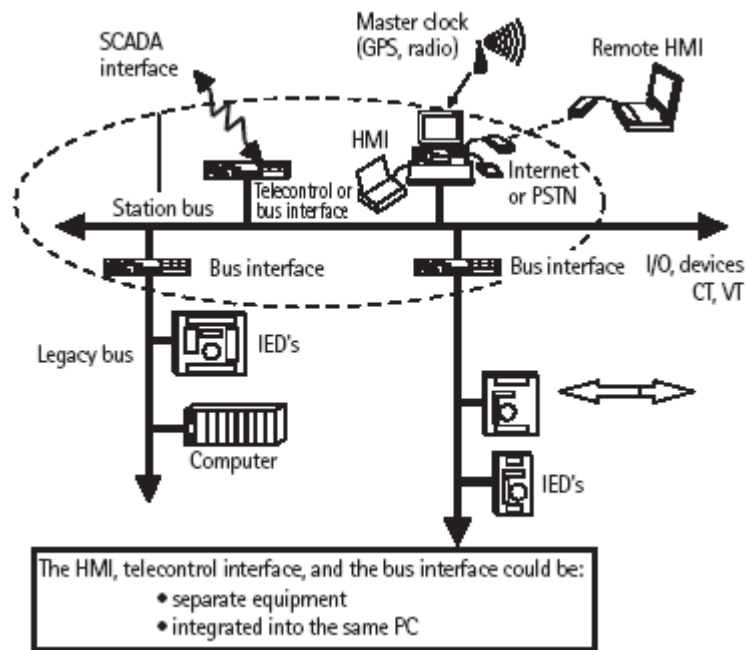


Figura B.2 Topología de hardware basada en IHM

En esta topología, en la interfaz hombre-máquina (IHM) reside el software para poder implementar las funciones de control/automatización. La IHM tiene un enlace directo con los DEI's usando uno o más protocolos de comunicación. También proporciona, normalmente un enlace a un sistema SCADA remoto, o se puede hacer uso de una unidad interfaz por separado para descargar algunos de los requerimientos del procesador de la computadora IHM, en especial si se utiliza un protocolo propietario para el sistema SCADA.

Para este tipo de topología es apreciable que se requiere de una poderosa computadora, si es que se van a necesitar un gran número de DEI's. Sin embargo, en la práctica debido a los altos costos no se puede adquirir este tipo de computadoras o el acceso a este tipo de tecnología suele ser restringido.

Es por ello, que para poder aplicar este tipo de topología a una subestación, es necesario que esta sea limitada en cuanto a su tamaño, ya que de ello dependerá el número de DEI's que se puedan conectar a una PC estándar.

Otro punto importante es el de la confiabilidad y la disponibilidad, ya que al contar solo con una computadora para controlar la subestación, cuando esta llegue a fallar solo se contará con el control local. Así que este tipo de topología resulta adecuada para subestaciones pequeñas de mediana tensión, en las cuales las consecuencias de la falla en la computadora (que requiere la visita de una cuadrilla para solucionar el problema) son aceptables.

Topología basada en UTR

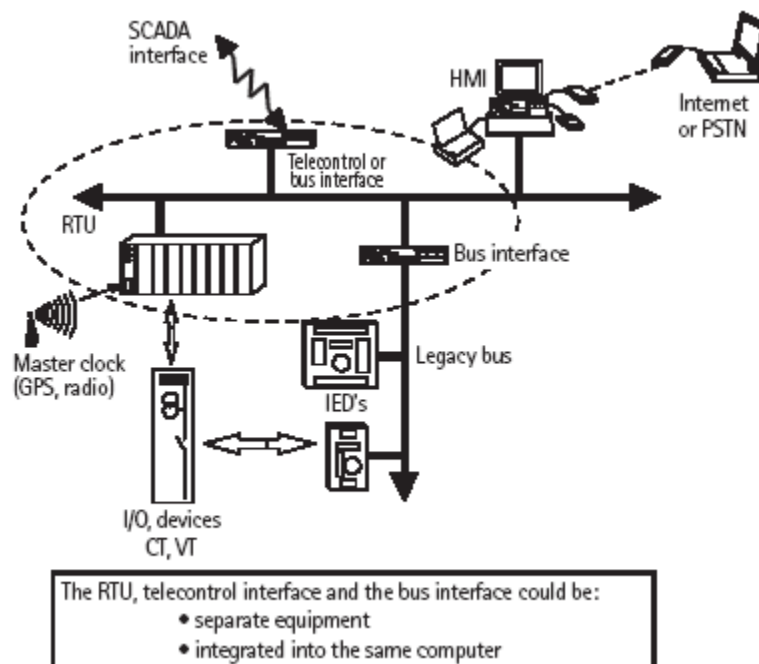


Figura B.3 Topología basada en UTR

Esta topología muestra una mejora con respecto a la anterior. Se usa una UTR basada en microprocesadores, de esta forma se libera a la IHM para las labores de interfaz del operador. La IHM tiende a ser menos poderosa y comienza a tomar la forma de una PC estándar, en las subestaciones donde usualmente no existe un operador, el personal de visita puede llevar una PC portátil.

La UTR se diseña de acuerdo a las necesidades de la subestación y puede alojar uno o más microprocesadores. Se pueden acomodar un mayor número de E/S, además de que existe la posibilidad de hospedar una amplia variedad de protocolos de comunicación para DEI's y la conexión SCADA remota.

Topología Descentralizada

Aquí, cada bahía de la subestación es controlada por un módulo de bahía y que además incluye el software de control e interbloqueo, las interfaces para los diversos DEI's requeridas como parte del control y protección para la bahía, y una interfaz para la IHM. Se puede usar una computadora IHM para el control local de una bahía individual para puesta en servicio o prueba con propósito de encontrar alguna falla. La cantidad de datos desde los diversos puntos de E/S de la subestación dicta que se debe tener por separado una interfaz de SCADA (llamada UTR o Gateway) aunque se puede tener más de una IHM: la principal dedicada a las operaciones y las otras para uso de ingeniería. Opcionalmente, se puede tener una IHM remota vía un enlace independiente. Es deseable tener, en estos esquemas, por separado las funciones en tiempo real de las operaciones de ingeniería de aquellas que no tienen la misma importancia crítica respecto al tiempo.

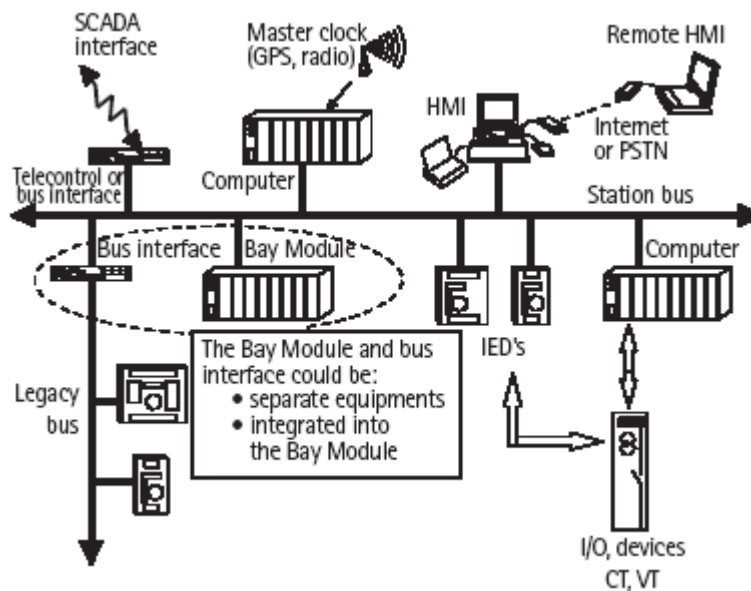


Figura B.4 Topología Descentralizada

Es importante conocer como se encuentran conectados los diversos módulos de bahía y la IHM, existen dos tipos de conexiones normalmente usadas.

La conexión más simple es el arreglo en estrella (figura a), es de bajo costo pero tiene dos desventajas. La primera, en caso de que haya un rompimiento en el enlace, se pierde el control remoto de la bahía afectada y solo se podrá tener un control local vía una IHM conectada a la bahía. Una posible solución a este problema, es duplicar los enlaces y canalizarlos por rutas físicamente separadas; sin embargo a su vez esto empeora los problemas de los puertos de E/S e implica un mayor esfuerzo para contar con los diseños que aseguren la diversidad de rutas de los cables. La segunda desventaja, el número de puertos de comunicación disponible en la IHM limitara el número de módulos de bahía.

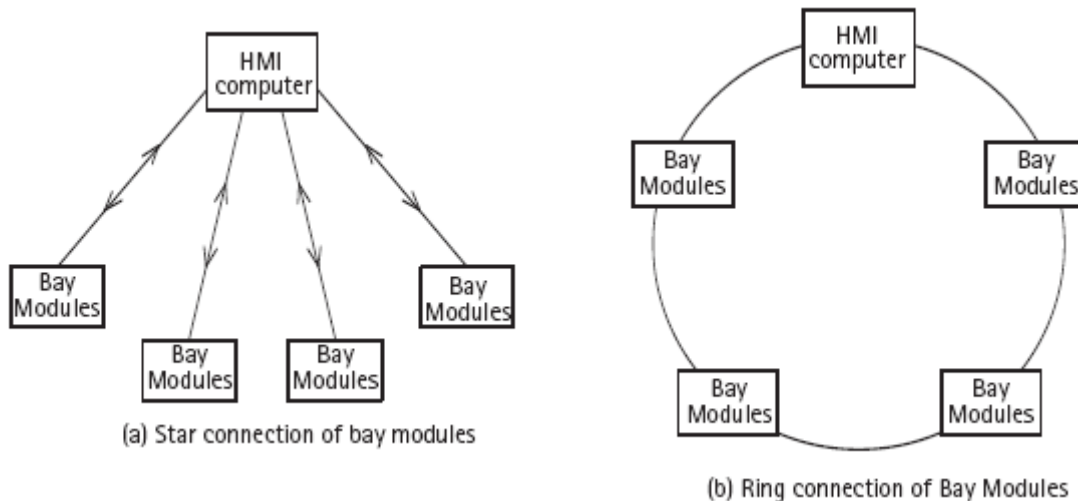


Figura B.5 Métodos de Interconexión de Hardware

La alternativa al arreglo en estrella, es una conexión o un arreglo donde los módulos de bahía, la IHM y el gateway del SCADA estén conectados en un anillo (figura b). Usando una arquitectura de comunicaciones tal como en una red LAN, los dispositivos pueden comunicarse entre sí, sin que existan problemas entre los mensajes. En caso de presentarse una falla en un dispositivo o un rompimiento en el anillo, la red no deja de funcionar, ya que la detección de la falla y la reconfiguración requerida se pueden hacer de forma automática.

Dentro de las ventajas de esta conexión, se mejora la disponibilidad y la tolerancia a fallas. Se pueden usar varios anillos emanando de la IHM si el número de dispositivos excede el límite del anillo.

En las desventajas, encontramos que el costo de dicho arreglo es más elevado comparado con las soluciones anteriores, por lo que este tipo de arreglo queda reservado para situaciones donde se requiera mayor confiabilidad y disponibilidad como en subestaciones de alta tensión y extra alta tensión.

Se puede recurrir a la redundancia a nivel individual. Se pueden duplicar los relevadores y los DEI's, esto no es usual, pero se puede aplicar en caso que sea necesario. Por ejemplo en las líneas de transmisión de EHV, se puede requerir que la protección primaria este duplicada.

Es usual tener más de una IHM de los operadores, ya sea por razones de operación o por tolerancia a fallas. La computadora puede estar duplicada en una base "Hot-Standby" o "Redundante dual", las tareas son normalmente compartidas entre dos o más computadoras del sistema, donde cada una tiene la capacidad de realizar las funciones de cualquiera de las otras en caso de una falla.

Anexo 3 Aspectos a Considerar para la Automatización de Subestaciones

Los requerimientos básicos de diferentes usuarios son independientes de la tecnología y son lo que motivan el como resolver, implementar y optimizar las funciones requeridas para monitoreo, control y protección.

Al realizar una modernización inteligente de sistemas convencionales viejos y cambiarlos por nuevos sistemas, es indispensable para el cliente el no perder la funcionalidad a todo lo ancho de la estación. La operación en paralelo de la parte convencional “antigua” y las bahías ya equipadas con la nueva y moderna tecnología debe ser posible. El acceso remoto desde el centro de control de un nivel más alto no debe ser afectado y el control de las bahías viejas así como las bahías modernizadas debe ser posible en todo momento.

El hacer las selecciones correctas sobre la tecnología de automatización de la subestaciones es mucho más complejo que antes. Así es también, el asegurar los financiamientos para estas inversiones.

Igualmente retador es distribuir las enormes cantidades de datos recolectados a través de la automatización de las subestaciones para que la empresa obtenga las ventajas estratégicas y operacionales correspondientes.

Se debe realizar un análisis sobre las necesidades y decisiones tecnológicas, incluyendo el conocimiento de negocios y administración de proyectos, para poder identificar los servicios clave de la automatización de subestaciones, entre los cuales podemos destacar los siguientes:

- ⇒ **Análisis de las necesidades inmediatas y a largo plazo**
Se debe tener un amplio entendimiento de las implicaciones técnicas así como de las necesidades funcionales específicas, determinar los requerimientos funcionales críticos de la arquitectura del sistema (ej. Que cambios son necesarios en el entorno de la subestación, si es que se desea hacer un retrofit, de lo contrario el análisis correspondería a un nuevo proyecto).
- ⇒ **Asegurar las opciones de expansión y migración**
Se debe tener el conocimiento sobre el hardware y el software de los productos de los fabricantes (ej. Las necesidades dentro del sistema de control, acceso a la subestación desde múltiples centros de control).

- ⇒ Desarrollar un plan de implementación para subestaciones específicas
Formulando objetivos específicos de integración para cada subestación. Y determinando el presupuesto requerido así como el programa de ejecución. Con las metas de reducción de costos de operación y de mantenimiento, incremento general de los niveles de servicio a los usuarios y aumento en la competitividad.
- ⇒ Determinar el alcance económico así como las capacidades con las que cuenta el personal.

BIBLIOGRAFÍA

Communication Technology in Substations – Actual Developments from the view of Testin
Dr. Fred Steinhauser
Omicron Electronic

The Specification of IEC 61850 based Substation Automation Systems
Janssen Marco

Protección Integrada de Energía
Kornel Scherrer
ABB

Requirements of Interoperable Distributed Functions and Architectures in IEC 61850 –
Based SA Systems
Klaus Peter Brand
Cigre 2006

Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control
Numérico
Contreras C. Carlos A.
Teletrol C.A.

Case Study: Design and Implementation of IEC 61850 from Multiple Vendors at CFE La
Venta II
Espinosa Daniel, Flores Victor Manuel – CFE
Alzate Julian, Dolezilek Dave – SEL, inc.

Revista ABB 4 / 2007
Grupo ABB

The Application of IEC 61850 to Replace Auxiliary Devices including Lockout Relays
Robert Brantley - METC; Kevin Donahoe – GE Energy; Jacobus Theron – GE Multilin

20 Años de Sistemas de Automatización de Subestaciones: Análisis de los Cambios y
Perspectivas Futuras
Luc Hossenlopp
Areva T&D

Power Engineering Guide
5th Edition
Siemens AG

Implementación del Sistema de Automatización con base en la Norma IEC 61850 en la S.E.
La Venta II
Seminario Cigre 2008

Experiencia de Proyectos y Normatividad IEC 61850
SEL

Migración Eficiente a IEC 61850 mediante Gateways Inteligentes
K. J. Junglas
Alemania

Substation Control and Automation
Areva

Power Assisted Configuration Using IEC-61850-6 SCL
Gilchrist, Grant
GE Energy Services Substation Automation Solutions

Integra Project – Applying IEC 61850 Technology
Cigre

The Next Step in Substation Automation at Pacific Gas & Electric – Meeting Standards and Requirements
Pacific Gas and Electric Company