

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.

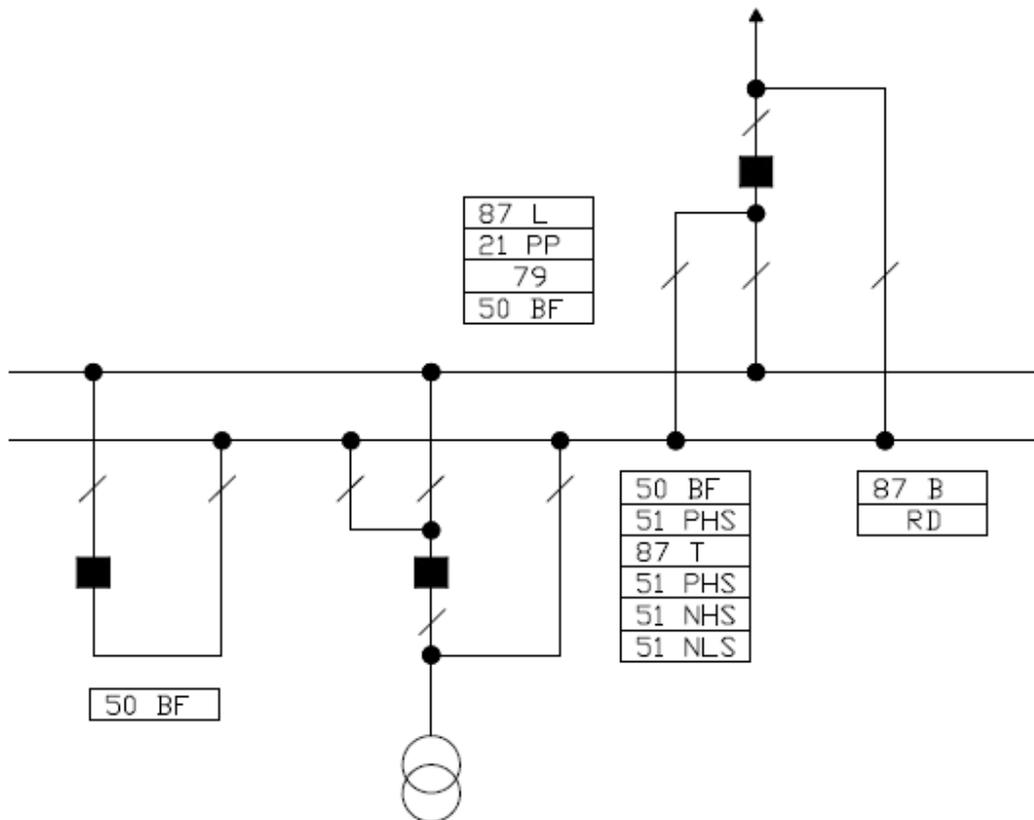


Figura 6.1 Características de la Instalación

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.

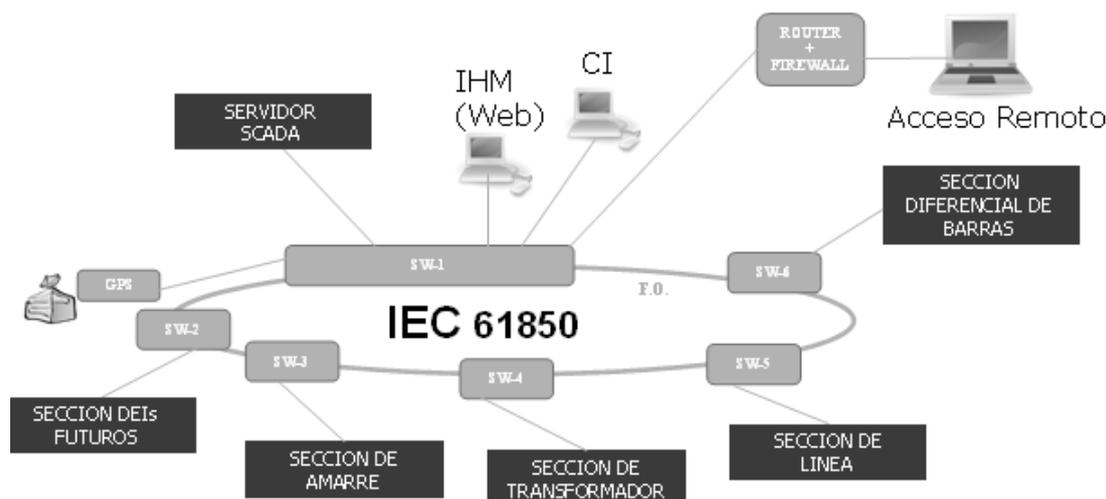


Figura 6.2 Arquitectura Inicial

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.

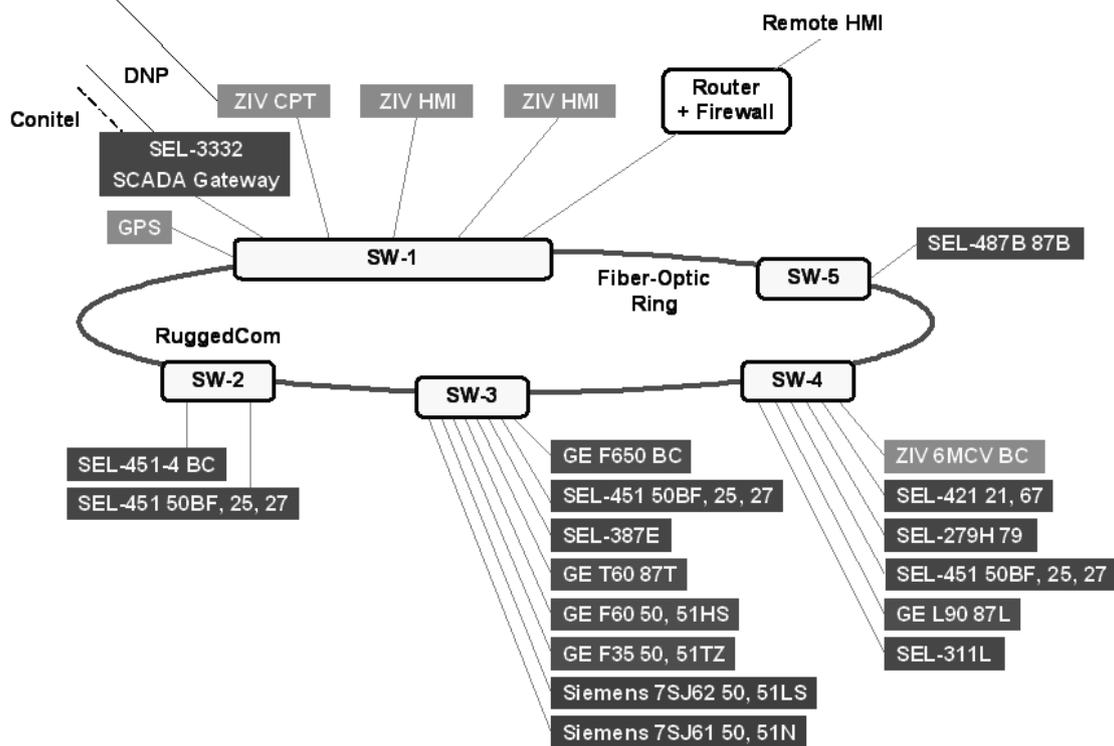


Figura 6.3 Arquitectura Final

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.

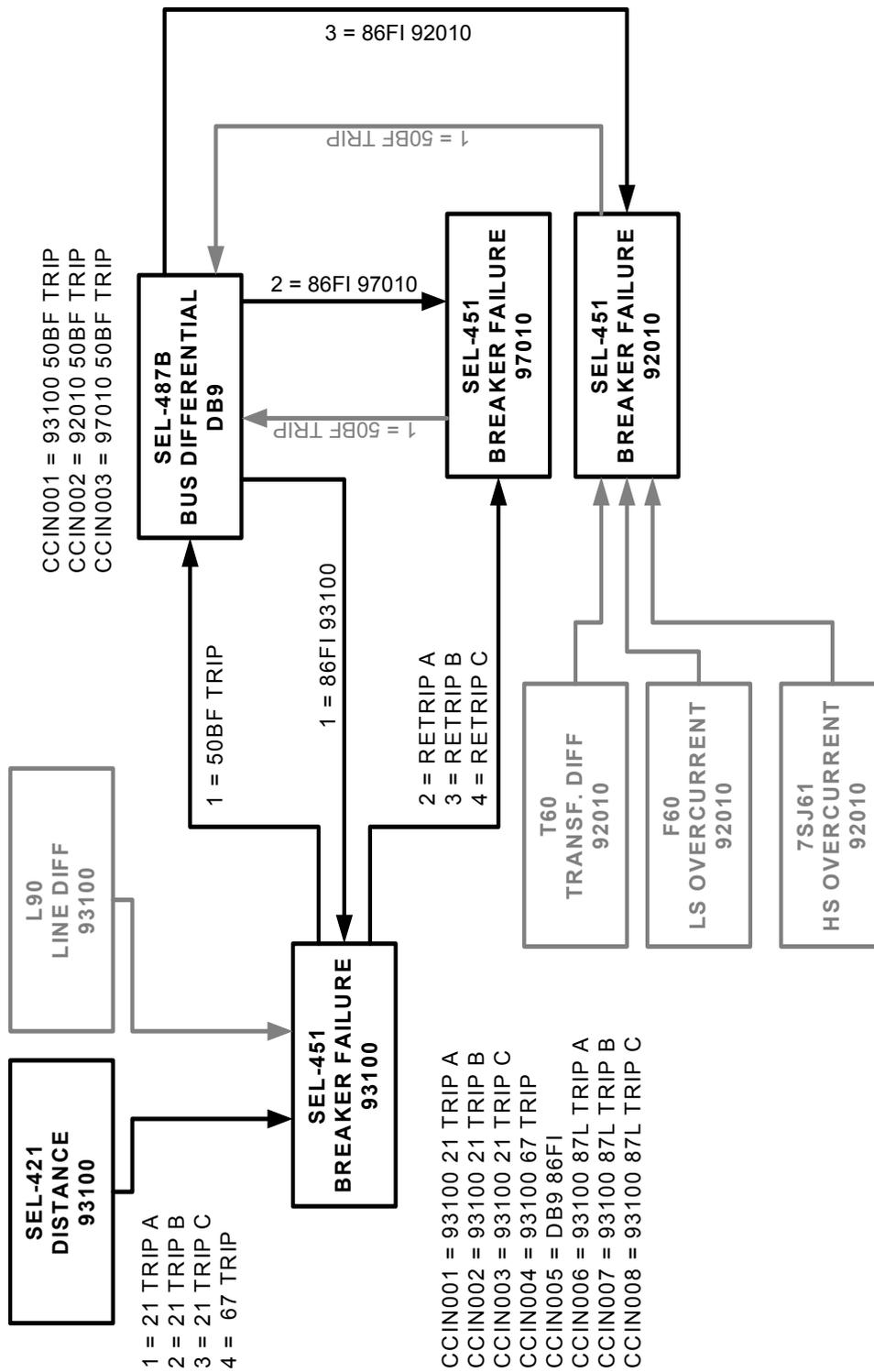


Figura 6.4 Comunicaciones Goose para falla de Interruptor

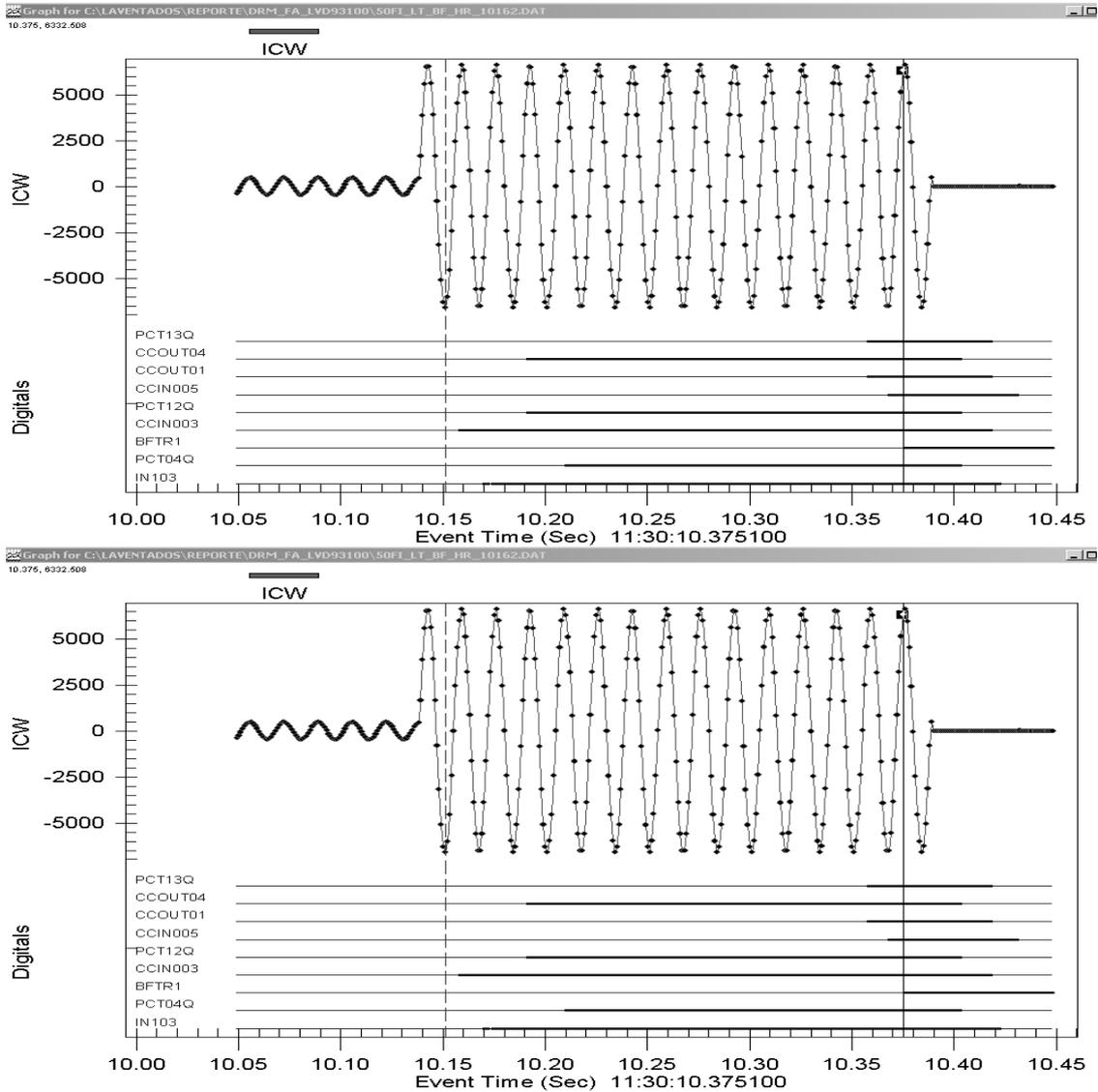


Figura 6.5 Operación del 86FI vía Goose: 8 [ms] más rápido que el cableado

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.