



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

La IEC 61850 para la automatización  
de la S.E. Zapata de CFE

**T E S I S**

Que Para Obtener el título de:  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A :**

**Maximo Julio Cesar García Chagoya**

Asesor: M. en I. Juan José López Márquez



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.

# AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es el producto del eros creativo que todos y cada una de las personas que me han acompañado a lo largo de la vida y me han regalado en vida cada uno de los pedazos que hoy conforman mi persona, gracias, en especial:

**A mis padres:** porque sin su apoyo, conocimiento, carácter, sonrisas, principios y alegría no hubiera podido siquiera en pensar terminar este ciclo.

**A mi hermano:** Por enseñarme una perspectiva diferente de la vida y completar la gama de conocimientos y sentimientos que me hacen ser quien soy.

**A mis amigos y familiares:** Porque sus experiencias, cariño, apoyo y compañía fueron parte importante para tener el valor de seguir en el camino.

**A mis profesores, colegas, compañeros de trabajo:** Por convertirse en sabias albaceas de mi formación profesional, por llenarme de experiencias y conocimientos, por crear las bases de este trabajo.

**A mi facultad:** por ser el lugar donde se conciben los mayores logros, porque conjunta humanidad y sabiduría incomparable para la vida.

Gracias a todos por este trabajo.

<b>OBJETIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>DEFINICION DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
<b>JUSTIFICACION.....</b>	<b>4</b>
<b>ALCANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>RELEVANCIA .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
1.1. ARQUITECTURA TRADICIONAL DE SUBESTACIÓN .....	6
1.2. COMUNICACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	8
1.3. ARQUITECTURA MODERNA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA .....	19
1.4. TERMINOLOGÍA DE OPERACIÓN.....	25
1.5. PROTOCOLOS .....	34
1.6 PROTOCOLOS PROPIETARIOS VS. PROTOCOLOS ABIERTOS.....	43
<b>CAPÍTULO 2 INTRODUCCIÓN A LA NORMA IEC 61850 .....</b>	<b>49</b>
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEC 61850.....	51
2.2 HISTORIA DEL IEC 61850 .....	53
2.3 NIVELES DE COMPATIBILIDAD DE LA NORMA IEC61850 .....	58
2.4 DOCUMENTACIÓN OBLIGATORIA PARA DISPOSITIVOS.....	61
<b>CAPITULO 3 LA NORMA IEC 61850 Y SUS APLICACIONES .....</b>	<b>69</b>
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA NORMA IEC 61850.....	69
3.2 INTERROGAR UN DISPOSITIVO CONFORMA A LA NORMA IEC 61850.....	71
3.3 USO DE LA NORMA IEC 61850 PARA PROVEER DATOS AL SISTEMA DE CONTROL SCADA.....	72
3.4 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES .....	77
3.5 DESCRIPCIÓN, CONFIGURACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA NORMA IEC 61850.....	79
3.6 ESTRUCTURA DE LAS TRAMAS DE DATOS.....	83
3.7 ESTRUCTURA DEL PROTOCOLO DENTRO DE LA NORMA .....	85
3.8 FUNCIÓN DEL PROTOCOLO .....	86
3.9 PARÁMETROS.....	93
<b>CAPITULO 4. IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMA IEC 61859 PARA EL SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN DE LA S.E. ZAPATA DE CFE.....</b>	<b>98</b>
4.1 CONDICIONES DE LA S.E. ZAPATA.....	100
4.2 SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN.....	101
4.3 PROYECTO SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN SIEMENS PARA LA S.E. ZAPATA.....	105
4.3.1 Software de configuración.....	105
4.3.2 Equipo principal.....	105
4.3.3 Pruebas y Puesta en Servicio.....	116
4.4 RESULTADOS OPERATIVOS Y FUNCIONALES DEL SISTEMA .....	144
4.5 VENTAJAS CON RELACIÓN A OTROS SISTEMAS.....	148
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>151</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>159</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>161</b>
<b>PROCCO CARCIBS FORMAS.....</b>	<b>161</b>

# P R E F A C I O

## ***OBJETIVO***

Realizar un trabajo que documente y mencione las características principales de la norma IEC 61850, su aplicación y ventajas que ofrece para el control. Dar, a su vez, una ejemplificación práctica de su planificación, utilización y puesta en servicio a través del proyecto de Sistema de Información y Control Local de Estación (SICLE) de la Subestación Zapata de Comisión Federal de Electricidad.

## ***DEFINICION DEL PROBLEMA***

Los sistemas de control a nivel industrial han tenido una evolución rápida desde su implementación en sistemas donde la cantidad de equipos que intervienen en el proceso ha aumentado. Las ventajas de control y confiabilidad que ofrecen estos sistemas han provocado que las empresas enfoquen su desarrollo tecnológico en la implementación de equipos que tengan la capacidad de ofrecer mayor seguridad y productividad.

Debido a lo anterior, la necesidad de crear protocolos de información para que esta sea más rápida y eficiente con respecto a los aspectos de configuración, mantenimiento y funcionamiento, había provocado que cada empresa dedicada a la fabricación de estos equipos desarrollara su propio sistema de conectividad y comunicación inter operable. Sin embargo, en un sistema industrial donde las necesidades tecnológicas aumentan exponencialmente a través del tiempo hace que los equipos no sean de un mismo fabricante ni tengan las mismas características dado que también han evolucionado, por lo anterior se hace necesario contar con un protocolo bien definido para lograr la adaptación de los equipos en el sistema para una mejor desarrollo. Es por eso que a partir de aplicaciones anteriormente definidas, tal es el caso del UCA, DNP, IEC 103 que ya habían propuesto una uniformización en la interoperatividad de los equipos, nace la norma IEC 61850 que muestra una solución apoyada por los mas importantes Institutos y fabricantes de control; IEEE, IEC, UCA group, etc.

En México, especialmente en la industria eléctrica y en especial en Comisión Federal de Electricidad tenemos sistemas de control que ayudan a mantener un servicio de continuidad, calidad del servicio eléctrico a los usuarios de diferentes capacidades, gracias a la supervisión de sistemas de control y adquisición de datos que cubren instalaciones como plantas generadoras, subestaciones transformadoras hasta cargas importantes.

En la Comisión Federal de Electricidad incluso en México no existe sistema alguno implementado bajo las características de esta Norma, salvo el realizado por la empresa SIEMENS en la S.E. Zapata de Comisión Federal de Electricidad, es necesario entonces observar la viabilidad del sistema en condiciones de campo, para plantear un veredicto sobre este estándar para demostrar su funcionalidad y los beneficios tecnológicos que tendrá en el desarrollo ingenieril del país.

# P R E F A C I O

## ***JUSTIFICACION***

El conocimiento de la norma IEC 61850; especificaciones, características, desarrollo, operatividad, etc. Son de vital importancia para la ingeniería, puesto que es el sistema más novedoso de operatividad entre equipos industriales de control. Este entendimiento se vera reforzado al analizar la norma en condiciones de funcionalidad, por otra parte y dadas las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional donde las exigencias de rapidez y manipulación de información de datos para el proceso de transmisión de la energía hacen que el conocimiento de este nuevo estándar, en el proceso de control, cobre mayor importancia al tener cada vez un numero mayor de equipos y, por lo tanto, mayor necesidad en la manipulación de información que optimice el sistema.

El conocimiento a fondo de la norma es de vital importancia por las facilidades que ofrece, ya que: define un solo protocolo para usarse en la subestación, Ofrece soporte para todas las funciones de control supervisorio, protección y monitoreo, dada su arquitectura, ofrece la posibilidad de ampliaciones a futuro por lo que protege la inversión, es un estándar de aplicación y aceptación mundial, define requerimientos de calidad, es escalable y dadas sus características de funcionalidad y aplicación es viable para los sistemas de control en el país.

## ***ALCANCE***

Dadas las necesidades de actualización de la información tecnológica que como ingeniero se tiene, el presente trabajo pretende dar a conocer la importancia del estándar IEC 61 850 dentro de los sistemas de control, específicamente para el proceso de Transmisión de energía eléctrica dentro de una instalación de Potencia, las bondades de la misma sus características de operación y la viabilidad de su incorporación en el proceso de control en general.

## ***RELEVANCIA***

Esta norma pretende estandarizar el método de comunicación entre equipos electrónicos inteligentes, no solo de un mismo proveedor sino de cualquiera que se vea involucrado en el desarrollo de tecnología especializada, esto permitirá optimizar las funciones de automatización de los sistemas industriales para un mayor desarrollo y operatividad. Por tanto, el conocimiento de sus características y de su desenvolvimiento en el campo de acción, serán de vital importancia para el desarrollo tecnológico que de este importante estándar se derive. Dado que este sistema se estará implementando por primera vez en el país, dejar una memoria escrita del comportamiento del sistema bajo esta norma es de vital importancia.

## *Capítulo 1 INTRODUCCIÓN*

Cuando se diseña el sistema de control de una subestación de alta tensión, los objetivos principales son la confiabilidad y la reducción de costos. Actualmente la utilización de la tecnología disponible, basada en el uso de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (*IEDs, por sus siglas en inglés*) de tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando redes de área local (*LAN, ídem*) de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitoreo en una subestación eléctrica de alta tensión. La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado común, brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.

Para entender como ha sido la evolución de estos sistemas de control es preciso dar una descripción detallada sobre las arquitecturas de subestaciones; por una parte se tiene la arquitectura tradicional y por otra, la arquitectura orientada a sistemas automatizados.

En los sistemas convencionales de protección, medición, control y supervisión para subestaciones de alta tensión, el desempeño de las diversas funciones ha sido tradicionalmente realizado por equipos y componentes discretos. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de alta tensión, para su correcto funcionamiento, siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio.

Actualmente, la tecnología de control automatizado ha reducido notablemente el número de componentes distintos o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo. Adicionalmente, el uso de redes *LAN* (*“Local Area Network”*) de alta velocidad para la transmisión de datos ahorra de manera considerable el volumen de cableado, y permite, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (en el caso de la fibra óptica) su utilización lo más cerca posible del proceso primario.

Por otra parte el uso de *IEDs* (*“Intelligent Electronic Device”*) basados en microprocesadores ofrece nuevas posibilidades tales como autosupervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas.

Los desarrollos en esta área, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión. Así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado. Lo cual influye directamente en una reducción en los costos del proyecto, mejoras en la operación, reducción y planificación del mantenimiento, y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

### *1.1. ARQUITECTURA TRADICIONAL DE SUBESTACIÓN*

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma, en tres sectores: El primero, conformado por los equipos primarios;

(seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión) se denomina nivel de campo. Un segundo nivel, nivel de control de bahía, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación, como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición. Y un nivel superior, nivel 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.

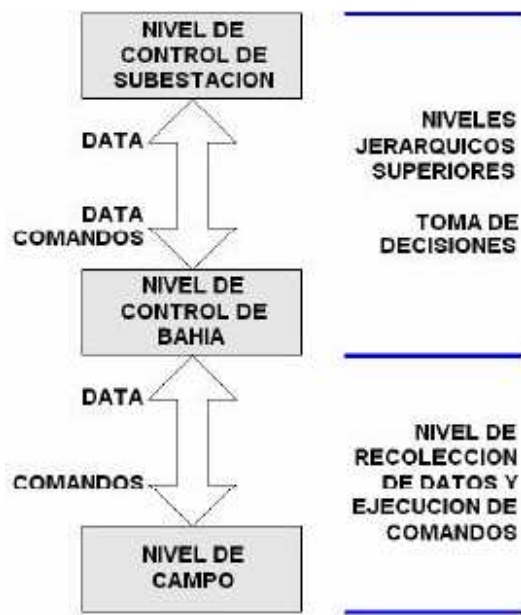
Esto nos define una estructura lógica del sistema de control (ver figura 1.) con dos (2) niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información. Y un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de datos:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

Parámetros que serán transmitidos a los niveles de control superior; y la operación de los equipos de maniobra:

- Interruptores.
- Seccionadores.

Donde las ordenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores. Cuando se implementan en subestaciones sistemas de control convencionales, se tienen, de acuerdo al punto 2., 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 es el correspondiente a los elementos de procesamiento de toda la información que proviene de los equipos del patio exterior. En este nivel se realiza el tratamiento de lo que corresponde a protección, medición y control.

La interconexión de los niveles arriba mencionados se realiza con cables multiconductores, tendidos a través de canales de cables en el patio.

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, relés auxiliares, relés repetidores, relés de disparo y bloqueo, etc.



Existen los equipos primarios del patio (nivel de campo), el cableado de interconexión y los equipos de procesamiento de información, en este caso el cuarto de relés y/o el de control.

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde a la selección y la elaboración de los planos para que la bahía funcione como un todo, esto en lo correspondiente a protección, medición, control y supervisión.

Al realizar la ingeniería se debe tomar en cuenta la gran cantidad de planos de cableados y funcionalidades de las bahías y celdas correspondientes al esquema de la subestación a ser trabajada. Estos planos, que son generados en esta fase, corresponden a los de los equipos exteriores, tableros de agrupamiento de señales y los tableros que se encuentren dispuestos en la caseta de relés o caseta de mando tales como: Control, Protecciones, Medición y Señalización.

Con respecto al montaje se debe tomar en cuenta que este tópico contempla a los equipos primarios, los armarios de agrupamiento de señales y los tableros a ser instalados en la caseta de relés o caseta de mando, sea el caso que aplicase. La cantidad de equipos, armarios y tableros va a estar definido por el esquema de la subestación a ser implementada, los mismos se unirán a través de cables multiconductores, en canales de cables, con el fin de realizar el tendido de toda la información concerniente en lo que respecta a las diferentes funciones tales como: Protecciones, Control, Señalización y Alarmas.

Está actualmente establecido que uno de los principales objetivos al instalar un sistema moderno de control es la reducción de costos de cableado entre los diferentes equipos de patio y el nivel de control de subestación.

En una subestación construida con tecnología de control convencional se deben instalar entre 200 y 500 señales por bahías. En una instalación típica de 400kV con dos bahías de transformadores y cuatro bahías de línea, puede haber hasta 3000 conexiones entre los gabinetes de patio, y la sala de control y protecciones. Dichos enlaces sufren de los factores ambientales, y en el caso de instalaciones a la intemperie están expuestas a riesgos de deterioro serios durante el ciclo de vida de los equipos primarios.

En estos casos, las fallas en los cables implican en la mayoría de los casos el reemplazo completo del cableado.

La transmisión de datos analógicos en distancias mayores a 50 m usando conductores de cobre trae como consecuencia pérdida de señales, ruido y reducción en la precisión del procesamiento de señales. Todos estos factores imponen limitaciones en el sistema.

Las operaciones que se realizan en los patios de alta tensión pueden ser ejecutadas de diferentes maneras:

- En forma de telemando, desde un despacho de carga a través de un enlace de comunicaciones. Este despacho a su vez se encargará, en una de sus tareas, de centralizar todo el sistema de potencia de la compañía eléctrica.
- Localmente, en el propio equipo en el patio exterior.
- A distancia, desde la caseta de relés o la caseta de mando.

Este mando se realiza a través de pulsadores ubicados en los armarios de los equipos exteriores, si ese es el caso, o a través de un conmutador de accionamiento en el tablero mímico si es el caso del armario ubicado en la caseta de relés.

Por ello, el principio fundamental en toda labor de operación y mantenimiento es tomar en cuenta la seguridad del personal y posteriormente la integridad el equipo en sí. Para esto se debe realizar lo siguiente:

- Realizar un estudio previo de la maniobra a realizar, dependiendo el esquema a implementar.
- Utilizar los equipos de seguridad adecuados.
- Aplicar las normas de seguridad.

En caso de los patios convencionales nos encontramos que las labores de operaciones son realizadas con la mayor precaución que le corresponde.

El mantenimiento se realiza básicamente sobre los equipos de alta tensión como son: interruptores, seccionadores, transformadores de medida etc.:

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control convencionales se realiza, por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en las casetas de relés o caseta de mando y por la otra parte todo lo que está relacionado con el denominado "*Hard-Wire*" que engloba todo lo correspondiente a la parte funcional de la subestación.

Esta parte funcional implica realizar el chequeo de toda esa información de control, mando, señalización, alarmas que van a través de toda esa cantidad de cableado tendido en todo el patio hacia los diferente equipos y tableros, esta actividad puede generar una gran cantidad de tiempo que puede ser del orden de días dependiendo el esquema de la subestación, cantidad de bahías, cantidad de celdas, etc.

## *1.2. COMUNICACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

Los sistemas de comunicación se deben diseñar de tal manera que puedan cubrir las necesidades preferentemente para más de un servicio y deben contemplar la versatilidad para responder a los cambios en los tipos de servicio y los crecimientos del sistema eléctrico.

Los sistemas de comunicación deben cubrir primordialmente las instalaciones de la red eléctrica tomando en consideración la estructura de organización de operación de la misma, con los servicios agregados que técnica y económicamente se justifiquen. Las especificaciones del diseño de los sistemas de comunicación y equipos asociados deben tomaren consideración las tendencias tecnológicas que representen un importante beneficio, cumpliendo con las normas y recomendaciones nacionales e internacionales.

La red de telecomunicaciones está conformada por sistemas regionales que proporcionan servicios a nivel del área geográfica en que están ubicadas, y que tienen enlace con el sistema Principal.

Mediante esta conectividad se suministran servicios al directorado y gerencias que se tienen para la operación eficiente del sistema.

El criterio para los sistemas multiusuarios es que sean digitales, dimensionados 1+1, es decir doble transmisión y doble recepción, lo que incrementa sustancialmente su disponibilidad aún en condiciones de mantenimiento preventivo y correctivo.

En su planeación se deben considerar mallas, con el fin de que el establecimiento de una comunicación entre dos puntos se mantenga, aún ante la pérdida total de un enlace.

Las mallas de los servicios deben constituirse a través de medios privados o con servicios de terceros, siempre y cuando se cumpla con la disponibilidad requerida por los usuarios.

Existen requerimientos importantes para los sistemas de telecomunicación utilizados, que en general no son satisfechos por las compañías que ofrecen el servicio público.

Los requerimientos son:

**a) Confiabilidad.**

Significa la minimización de pérdidas de comunicación y de errores en transmisión de datos, aun en el caso de condiciones ruidosas adversas.

**b) Disponibilidad.**

El sistema debe sufrir solamente una degradación mínima en el caso de falla de circuitos debido a deficiencias del Hardware y del Software.

**c) Oportunidad.**

Es esencial una respuesta en tiempo real especialmente con las señales de teleprotección. Las transmisiones de datos se originan por las instalaciones en el sistema eléctrico y esto da origen a la necesidad de transmisiones de corta duración (en el rango de los milisegundos).

**d) Transparencia.**

El sistema de telecomunicaciones debe ser compatible con todos los elementos que estén asociados al mismo, tanto en lo relativo a la electrónica como en su programación y debe ser capaz de interconectarse a los sistemas existentes, independientemente de los protocolos utilizados.

**e) Flexibilidad.**

Es deseable que la red de telecomunicaciones en sí, sea capaz de ser modificada para cubrir nuevos requerimientos. La normalización y la compatibilidad apegadas a las tendencias son formas que facilitan siempre los cambios.

Además de la capacidad de modificación, debe preverse la capacidad de reserva que permita la incorporación de nuevos servicios y/o nuevas instalaciones.

**f) Mantenimiento.**

La planeación del sistema debe considerar métodos y equipos que hagan mínimas las demandas de mantenimiento. Por ejemplo, en algunos casos las condiciones atmosféricas pueden impedir el acceso a repetidores no atendidos en ciertas estaciones del año.

**g) Seguridad.**

La seguridad en la operación del sistema eléctrico está basada fundamentalmente en los sistemas de comunicación que permitan detectar, diagnosticar y decidir sobre las acciones que corrijan o mejoren el comportamiento del sistema eléctrico de ahí que los sistemas de comunicación deben contar con la suficiente redundancia que garantice la operación segura de dicho sistema.

Existen dos tipos básicos de información que es necesario transmitir entre las terminales en los extremos de la línea de potencia protegida:

- a) Información tipo comando
- b) Información cuantitativa.

Los esquemas de protección de distancia y de comparación direccional ayudados por equipos de comunicación se basan en la transmisión de información tipo comando entre los extremos

de la línea protegida. La señal transmitida puede ser codificada y compleja, pero siempre se usa como una señal tipo comando y por lo tanto contiene información de comando más que información cuantitativa.

Para entender bien esto, cabe hacer algunas definiciones:

**Seguridad:** es una función de la probabilidad de ocurrencia de un comando no deseado.

**Dependabilidad:** es una función de la probabilidad de pérdida de un comando.

Los diversos sistemas que utilizan información tipo comando tienen mucho en común. El comando de disparo (o bloqueo) se debe transmitir y recibir correctamente dentro de un tiempo determinado con una seguridad dada en un tiempo dado y con una dependabilidad dada.

El usuario de un esquema de teleprotecciones requiere una alta dependabilidad del esquema, con frecuencia se da una cifra de  $10^{-2}$  a  $10^{-4}$  para la probabilidad de pérdida de un comando.

Esto tendrá significado solamente cuando estas cifras se condicionen a una relación de señal a ruido.

**Tiempos de transmisión:** el tiempo que transcurre desde que se cierra el contacto del relevador de entrada en el emisor hasta que se activa el relevador o dispositivo de salida del receptor del extremo alejado. Incluye el tiempo propio del equipo emisor/receptor los filtros, el tiempo propio de canal y el tiempo adicional de decisión debido al ruido.

Los diversos esquemas de protección tienen diferentes requerimientos para el tiempo de transmisión.

Este tiempo se debe cumplir en el equipo utilizado en relación a los otros parámetros dados, tales como: relación señal a ruido, probabilidad de pérdida de un comando, probabilidad de ocurrencia de un comando no deseado y el ancho de banda del canal.

Al hablar de tiempos de transmisión, se deben mencionar tres términos:

*a) Tiempo total de desconexión de un sistema*

Éste es el intervalo de tiempo desde el momento en que ocurre una falla en la línea de transmisión hasta que un interruptor opera con la ayuda de un sistema de teleprotección.

*b) Tiempo de transmisión nominal para un canal de teleprotección ( $t$ ).*

Éste es el intervalo de tiempo desde que se inicia la señal de entrada al transmisor de la teleprotección hasta que el receptor de la teleprotección da su salida, medida en condiciones libres de ruido.

*c) Tiempo de transmisión real para un canal de teleprotección ( $t_0$ )*

Éste es el intervalo de tiempo máximo desde que se inicia la entrada de un transmisor de teleprotección hasta que el receptor de teleprotección da una salida, medido bajo condiciones de ruido para una dependabilidad y una relación de señal a ruido previamente definidas.

Para un canal libre de ruido:  $t = t_0$

Valores típicos de  $t_0$  para algunos esquemas:  
entre 4 y 20 ms para un esquema permisivo,  
entre 20 y 40 ms para un esquema directo.

**Disponibilidad:** Se da la disponibilidad como un porcentaje del tiempo que el equipo está disponible para transmitir o recibir una señal de mando o de guarda.

**Requerimientos del sistema de telecomunicaciones:** Los diversos medios de transmisión utilizados para teleprotección (OPLAT, radio, fibra óptica cable, etc.) proporcionan diferentes características de transmisión. Las propiedades del circuito de telecomunicación requerido varía entre los diferentes esquemas de protección.

**Información cuantitativa:** La información cuantitativa se usa para la protección diferencial de un enlace entre dos o más terminales.

La información cuantitativa, por ejemplo amplitud o fase, de las terminales tiene que ser comparada en cada terminal.

La decisión que identifica y dispara la sección de línea fallada o bloquea la sección de línea sana respectivamente, depende solamente de la diferencia entre la información cuantitativa de las terminales.

### **Telecontrol**

Uno de los aspectos fundamentales de las comunicaciones es el **telecontrol**.

El incremento en el tamaño y complejidad de los sistemas ha cambiado gradualmente, los requerimientos para los sistemas de control y monitoreo, además, el efecto de los costos de mano de obra más altos tiende a reducir el grado de control manual. Este desarrollo se inició con el control remoto de una sola estación de potencia o transformación y hoy en día, es una práctica común controlar hasta cincuenta (50 o aún más estaciones desde un centro de control). La necesidad del monitoreo ha obligado al desarrollo de sistemas analógicos sencillos hasta sistemas basados en computadoras para la adquisición de datos, análisis y control.

La estructura de estos sistemas de telecontrol se determina en forma importante por la filosofía de operación establecida para la administración del sistema. La operación frecuentemente se subdivide en diferentes niveles de responsabilidad.

Por ejemplo en la Comisión Federal de Electricidad (**CFE**), el sistema eléctrico tiene los siguientes niveles:

- a) El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- b) Áreas Regionales de Control de Energía.
- c) Subáreas de Control de Energía.
- d) Centros de Operación de Distribución y Continuidad y Conexiones.

La estructura de los sistemas de telecontrol tiene una influencia en el diseño de la red de telecomunicaciones. Es muy importante minimizar esta influencia diseñando la red de

telecomunicaciones hasta donde sea posible de una manera flexible, de tal forma que, pueda acomodar los cambios tanto en el tamaño como en la estructura de los sistemas de telecontrol. Los requerimientos básicos de las telecomunicaciones para los sistemas de telecontrol se pueden cuantificar en términos de: confiabilidad, disponibilidad, tiempo de respuesta y precisión.

**a) Confiabilidad.**

Se formula adecuadamente en términos de la probabilidad de error de bito en la probabilidad de error en el mensaje, cuando el sistema de telecomunicaciones cuida el manejo del mensaje.

**b) Disponibilidad.**

Se establece como el porcentaje del tiempo que el sistema de transmisión puede satisfacer los requerimientos. El cálculo de este índice lo define la siguiente expresión:

$$I_D = \left[ 1 - \frac{HFSEST}{TEOST \cdot HP} \right] \cdot 100$$

Donde:

**HFSEST:** Horas Fuera de Servicio del Equipo del Sistema de Telecomunicación.

**TEOST:** Total de Equipos en Operación del Sistema de Telecomunicación.

**HP:** Horas Periodo (mes, semestre, año).

Para los sistemas operativos los rangos de disponibilidad anual deben ser:

**OPLAT:** Entre 99,90 y 99,97%

**MULTICANAL:** Entre 99,91 y 99,99%

Rango anual de horas promedio fuera de servicio por canal:

**OPLAT:** Entre 8,7 y 2,67 h

**MULTICANAL:** Entre 7,0 y 0,87 h

Estos rangos definen la calidad requerida y son aplicables también para los servicios de tele protección y telefonía en los sistemas de telecomunicación operativos.

*c) Tiempo de respuesta.*

Se establece como el tiempo permitido para que el sistema de transmisión entregue un mensaje, incluyendo el tiempo de transmisión y el de manejo.

*d) Precisión.*

Se establece en términos del número de bits requeridos para diferentes tipos de información.

En adición a los sistemas de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) asistidos por computadora, el sistema eléctrico debe poseer un sistema telefónico eficiente y confiable para la operación y administración del mismo. Una comunicación entre las áreas de control y las subestaciones o centrales eléctricas debe establecerse en un lapso de tiempo muy breve en todo tipo de condiciones.

Debido a que el sistema telefónico para la operación del sistema debe ser altamente disponible y confiable, este último requiere de una red telefónica propia, usando sus propios medios de transmisión (OPLAT, microondas, enlaces por cable, etcétera).

Para cumplir con los requerimientos funcionales del sistema telefónico dentro del sistema eléctrico se debe satisfacer la siguiente jerarquía:

- a) Comunicación telefónica para la operación del sistema eléctrico.
- b) Comunicación telefónica para tareas corporativas relacionadas con la operación del sistema eléctrico.
- c) Comunicación telefónica para tareas de mantenimiento y puestas en servicio en el ámbito de las Gerencias Regionales de Producción (centrales eléctricas, subestaciones, etc.) y Divisiones de Distribución

Para esta jerarquización se recomienda la técnica de conmutación automática digital de las troncales de los sistemas de transmisión de la red, en los puntos nodales estratégicos

Dependiendo de los tipos de canales utilizados, es conveniente proporcionar instalaciones de respaldo que permitan el uso continuo de las telecomunicaciones de operación más esenciales en caso de falla del sistema normal. Cuando existe una segunda opción, tal como lo es una compañía de telecomunicaciones externa, que proporciona el grueso de los canales normales, es posible reducir a un mínimo la capacidad de la infraestructura propia en comunicaciones para emergencias.

En forma similar, es posible que la falta de reservas esenciales pueda crear la necesidad de tener algunos sistemas alternos al presentarse condiciones de emergencia. Otra categoría de emergencias surge en el caso de desastres naturales, tales como inundaciones, tornados o temblores. En éstos casos los sistemas de telecomunicaciones existentes pueden quedar fuera de servicio y la restauración del suministro de energía puede depender de las previsiones de una adecuada instalación de telecomunicaciones para casos de emergencia.

Durante condiciones de emergencia que afecten las redes de telecomunicaciones, la mayoría de los sistemas de control podrían volver a métodos de operación menos eficientes pero aun seguros, con algún costo extra hasta que la emergencia haya pasado.

Se deben usar diversos tipos de canal y utilizar, en lo posible, diferentes rutas de telecomunicación, de tal manera que se reduzcan las fallas del modo común.

Tales medios se complementan con un plan de emergencia que hace uso masivo de unidades de radio móviles desviando las unidades normalmente involucradas en trabajos comerciales no esenciales, para reforzar las unidades de operación de sistema e ingeniería.

Para los circuitos punto a punto de distancias más grandes, los sistemas de microondas propios, enlazados con los sistemas OPLAT y circuitos de radio de alta frecuencia, también son utilizados durante condiciones de emergencia.

El utilizar redes de radio militares, y aun de radio aficionados, no debe pasarse por alto en casos de desastre donde ambas pueden ser de utilidad.

Los métodos de control empleados, los requerimientos operacionales, los rangos necesarios, el número de móviles y estaciones base, la disponibilidad de frecuencia y espaciamientos de canales, etc., varían ampliamente e influyen en el diseño del sistema; se incluye su aplicación en sistemas de control supervisorio para redes de distribución. La asignación de frecuencias de operación depende del plan nacional de utilización del espectro y son asignadas y reglamentadas por los organismos encargados de esto.

Los servicios se pueden agrupar convenientemente como sigue:

a) Comunicación a corta distancia.

Fines de mantenimiento, construcción y supervisión del sistema eléctrico.

b) Comunicación en áreas locales.

Requieren una estación base más la combinación de móviles y portátiles, por ejemplo en un área urbana o grandes sitios de operación.

c) Comunicación para grandes áreas.

Donde los usuarios operan sobre grandes áreas del país, se requiere más de una estación base para dar una cobertura satisfactoria, esto se logra a través de repetidores.

Los criterios para la radiocomunicación corporativa son los mismos que se utilizan en la radiocomunicación operativa.

### **Sistemas de supervisión y seguridad**

Estos sistemas proporcionan un medio para monitorear el estado del equipo o para observar áreas de seguridad con cámaras de video remotas o sistemas de radar.

El circuito cerrado de televisión se ha utilizado cada vez más para monitorear el proceso de la generación de potencia, así como para supervisar instalaciones desde el punto de vista de seguridad. Se observan las flamas del aceite, del carbón y del gas para detectar la falla de la flama, etc. En este caso, un requerimiento importante es mantener frío el sistema de lentes y la cámara. En centrales nucleares los circuitos cerrados de televisión ayudan a controlar remotamente operaciones, tales como el cambio de los elementos de combustión y operaciones complejas de reparación y para la supervisión de las instalaciones vitales del sistema eléctrico tales como las presas, los centros de control, etc., se requieren cámaras de televisión exteriores, algunas veces operando con luces infrarrojas para “ver en la oscuridad”, para monitorear las áreas protegidas.

## **CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIOS DE TRANSMISIÓN**

### **Onda Portadora por Línea de Alta Tensión (OPLAT)**

El OPLAT es un sistema de telecomunicaciones ampliamente en las líneas de alta tensión de 400 kV, 230 kV y menores. El equipo opera utilizando una onda portadora que cuando se modula transmite información. El tipo de información está asociado con la operación del sistema eléctrico para transmitir señales de teleprotección, telecontrol y voz.

### **Tipos de enlaces**

Los circuitos OPLAT están formados por las propias líneas aéreas de alta tensión, en las cuales se aplican estructuras de diversas geometrías y diversos arreglos de conductores dando lugar a diverso tipos de circuitos:

a) Líneas de potencia de circuito sencillo o doble.

b) Líneas de potencia equipadas o no con uno o dos hilos de guarda.

c) Líneas con transposiciones.

d) Líneas con conductor sencillo o agrupado (bundle) por fase.

e) Líneas con derivaciones (taps).

### **Banda de frecuencias disponibles**



La banda de frecuencias para los enlaces OPLAT está en el rango de 35 a 500 kHz. Esta banda, sin embargo, está sometida a varias restricciones (servicios de radiodifusión, servicios de radionavegación, aeronáutica, etc.). Además, a fin de evitar interferencias entre los propios enlaces de OPLAT, es necesario tener alguna separación geográfica entre aquellos enlaces de OPLAT que operan en las mismas frecuencias.

En términos generales, una frecuencia solo se puede repetir después de dos tramos de línea, es decir, dos subestaciones.

La frecuencia de 500 kHz está convenida internacionalmente como frecuencia de llamada de auxilio.

### **Confiabilidad y disponibilidad**

La confiabilidad de un OPLAT es excepcionalmente alta, sin embargo, por ser dependiente de la disponibilidad de la línea de transmisión en que está instalado, es esta línea la que determina la disponibilidad del OPLAT como sistema de comunicación. Un OPLAT puede quedar fuera de operación si los conductores de la línea están aterrizados por razones de seguridad durante trabajos en la línea. De todas maneras esto no es muy importante si el OPLAT está asociado con el control y protección de la línea que está fuera de servicio.

Para los equipos complementarios de los sistemas OPLAT (trampas de onda, divisores capacitivos, unidades de acoplamiento y cable de RF), se utilizan las especificaciones y recomendaciones del Comité Electrotécnico Internacional (IEC).

### **Enlaces por Radio**

Son ampliamente usados para proporcionar los servicios de comunicación en el sistema eléctrico.

Para la planeación y especificación de los sistemas de radio se utilizan las normas del CCIR e ITU-T.

Son independientes de las líneas de potencia. La interrupción de los enlaces por radio no se debe directamente a los problemas de mantenimiento o a las fallas en las líneas de potencia, son independientes de los circuitos de las empresas telefónicas, se proporciona un mayor número de circuitos que usando OPLAT, pueden proporcionar servicios adicionales en forma relativamente fácil y a bajos costos ya que posteriormente se pueden adicionar canales, su aislamiento galvánico inherente permite el uso de radio en áreas de alto riesgo de elevación de potencial.

### **Desventajas**

Las principales son:

Obtener la asignación de frecuencias, ya que el espectro de frecuencias es una limitación los problemas de propagación incluyen pérdidas de fase, posibles efectos de atenuación y desvanecimientos, en MAF(VHF) y UAF (UHF), que son necesarias para aquellos sistemas que requieren varios canales de voz, las rutas están generalmente limitadas a la "línea de vista", los usuarios de canales frecuentemente se localizan en sitios que no son favorables desde el punto de vista de la trayectoria de la radio. Por ejemplo, las termoeléctricas normalmente se localizan a bajas altitudes, mientras que los enlaces de radio transmisión se planean más fácilmente en lugares altos, a ubicación de repetidoras puede influir en los costos de operación y mantenimiento ya que éstas pueden quedar inaccesibles en ciertas épocas del año (nieve,

tormentas, etc), o quedar en áreas aisladas sujetas a posibles sabotajes y descargas atmosféricas que dificultan el suministro de energía para sus servicios propios.

### **Enlaces de Fibra Óptica**

Las comunicaciones a través de la fibra óptica representan una buena opción para los servicios de las redes operativas y corporativas del sector eléctrico, dada su gran capacidad de transmisión que nos permite los servicios tradicionales de teleprotección, datos, voz, imagen, telemedicina, etcétera.

### **Ventajas**

Algunas de las razones más importantes para el uso de las fibras ópticas son: no requiere autorización de algún organismo regulador, o utiliza espectro radioelectrónico, permite el descongestionamiento del espectro radioelectrónico, mejor tiempo de respuesta, inmunidad a las interferencias electromagnéticas, despreciable tasa de error, mayores distancias sin repetidores que otros medios de telecomunicación multicanal, permite un total aislamiento eléctrico entre los componentes del sistema, capacidad potencial de ancho de banda extremadamente grande. (Actualmente hasta un equivalente a 120 000 canales simultáneos de 64 kbps), alta capacidad de transmisión (más de 28 000 comunicaciones telefónicas simultáneas), baja densidad lineal, la relación costo beneficio es superior a cualquier otro medio de telecomunicación multicanal, su infraestructura requiere bajo mantenimiento, comparado con cualquier otro medio de transmisión, aprovecha la infraestructura de las líneas de transmisión para su instalación es integrable al cable de guarda o adherirse al mismo.

### **Desventajas**

Se desconoce su estabilidad mecánica bajo esfuerzos y su vida útil a largo plazo.

### **Aplicaciones**

Las fibras ópticas por sus características técnicas tienen múltiples aplicaciones como medio de transmisión de información debido a su alta calidad y confiabilidad.

En el análisis de las opciones se deben tener presentes las necesidades de comunicación que demandan las áreas corporativas, ya que en éstas las demandas en servicios principalmente de datos ha tenido gran auge.

### **Red Satelital**

Este medio de telecomunicación se emplea en las siguientes situaciones:

Por el imperativo de contar con servicios, o bien, comunicar sitios geográficamente alejados en los cuales sea difícil establecer infraestructura terrestre de algún tipo, cuando se requiere de un tiempo mínimo de instalación para establecer algún enlace, ya sea de modo permanente o transitorio, como lo sería el caso de una emergencia, para cerrar sistemas de rutas terrenas en microondas, con el propósito de dar mayor confiabilidad a los servicios finales, cuando los costos de operación y mantenimiento existentes en un sistema de telecomunicaciones muestren la factibilidad de ser reemplazados por una estación satelital.

Debido al retardo de tiempo de transmisión, este medio de comunicación no se emplea en los esquemas de teleprotección y control en tiempo real.

Esta red satelital consiste en un conjunto de estaciones terrenas interconectadas a través de enlaces satelitales utilizando el segmento especial por medio de técnicas y protocolos de acceso múltiple específicos y bajo una topología de operación definida para la intercomunicación de diferentes servicios.

Como en otros medios de comunicación, existen diferentes tipos de redes como son:

- enlaces punto a punto,
- redes multipunto,
- topología estrella,
- topología mallada,
- topología jerárquica
- topología híbrida.
- enlaces móviles

Los diferentes tipos de conexión en redes satelitales son:

a) Comunicación de voz:

- enlaces entre centrales telefónicas,
- enlaces entre PABX,
- enlaces PABX - multilíneas - extensiones remotas,
- enlaces de alta capacidad (E1/T1, E2/T2),

b) Comunicación de datos:

- enlaces entre computadoras centrales,
- enlaces entre redes locales LAN (Red de Área Extensa WAN) Tipo: Ethernet, Token Ring,
- enlaces entre redes locales y sistemas centrales.

Es un conjunto de estaciones terrenas que se comunican a través de un satélite, pudiendo proporcionar telecomunicación de voz y datos sin importar la distancia y ubicación de las estaciones.

Los servicios de comunicación a través de satélite se pueden contratar a terceros, quienes tienen concesionada la banda por parte de TELECOM.

Este medio de telecomunicación se puede emplear en las siguientes situaciones de necesidad:

- por el imperativo de contar con servicios, o bien, comunicar sitios geográficamente alejados
- en los cuales sea difícil establecer infraestructura terrestre de algún tipo, como son: sistemas de microondas (SAF) y/o UAF (UHF),
- cuando se requiera de un tiempo mínimo de instalación para establecer algún enlace, ya sea de un modo permanente o transitorio, como lo sería el caso de una emergencia,
- para cerrar extremos de rutas terrestres de microondas, con el propósito de dar mayor confiabilidad a los servicios finales,
- cuando los costos de operación y mantenimiento existentes en un sistema de telecomunicaciones muestren la factibilidad de ser reemplazado por una infraestructura satelital.

Por ser un medio de telecomunicación que en general es de utilidad, tanto a necesidades del sistema eléctrico como a los de tipo corporativo, se deberá buscar compartir su ancho de banda a las diferentes áreas en cada localidad.

## **Servicios y Circuitos Arrendados**

Existen diferentes empresas prestadoras de servicios y circuitos de telecomunicaciones de baja, media y alta capacidad que son opciones viables a considerar como complemento a los sistemas propios del sistema.

Existen opciones tales como:

a) Conmutados:

Troncales digitales, números de marcación DID,

b) No conmutados:

EO's de 64 kbps local, larga distancia nacional e internacional punto a punto, El's de 2,048 Mbps local, larga distancia nacional e internacional punto a punto, El punto multipunto de 2,048 Mbps.

c) Videoconferencia:

Enlace punto a punto público o privado, enlaces punto-multipunto públicos o privados.

d) Red pública:

Acceso a bancos de datos específicos para obtención/actualización de información

### *1.3. ARQUITECTURA MODERNA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA*

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

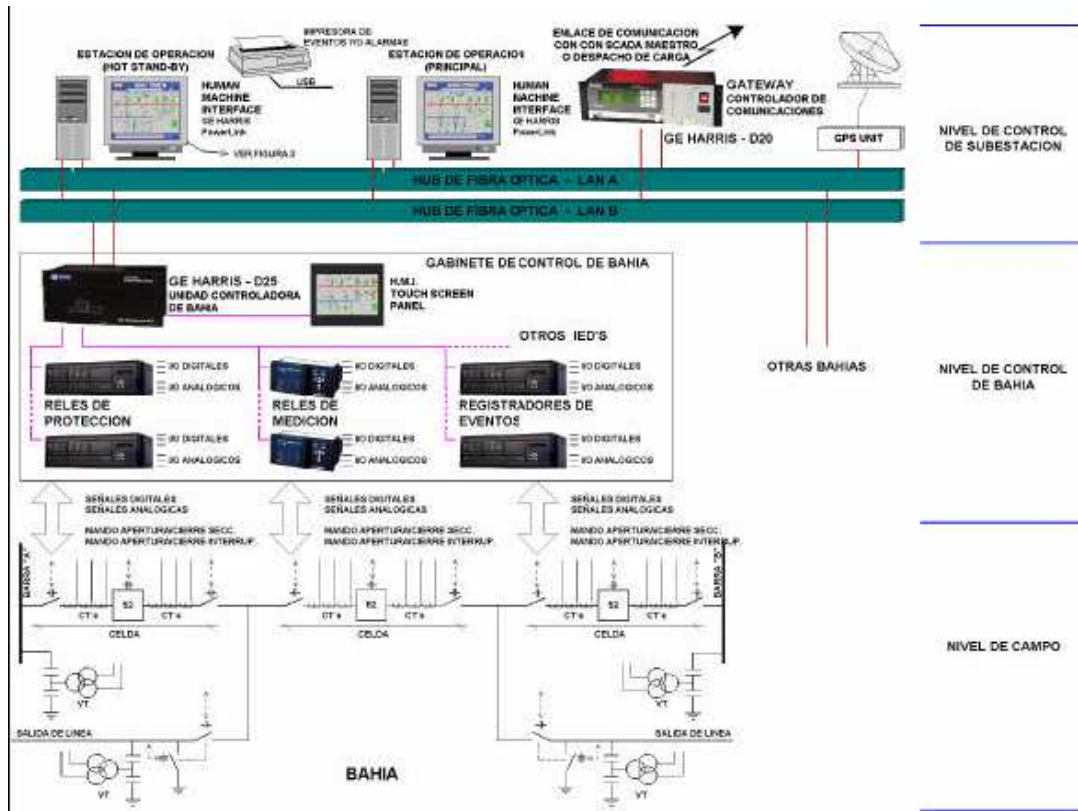


Figura 2. Arquitectura moderna de un Sistema de Control Harris de General Electric.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada, en un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

En la figura 2, se puede observar la arquitectura para un sistema de control numérico con los tres niveles o jerarquías mencionados.

### Nivel de campo.

En el nivel de campo se encuentran, al igual que en los sistemas de control convencionales, las unidades de adquisición de datos que proveen la data necesaria para el control eficiente de la subestación. A través de estas unidades el sistema de control numérico realizará, por ejemplo:

- La adquisición de datos analógicos:
  - a. Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.
  - b. Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs (*“Resistance temperature device”*) en los transformadores.
- c. Niveles de aceite en los transformadores.
- d. Presión de gas en los interruptores.
- La adquisición de datos digitales (*“Status”*).

Incluyendo indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.

Se encuentran, además, los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las ordenes generadas a los niveles de control superiores. A través de estos equipos el sistema de control automatizado realizará:

- Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de las subestación:
  - a. Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
  - b. Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
  - c. Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación.
  - a. Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
  - b. Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

A este nivel de control, en estos equipos de alta tensión se puede realizar:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de banco de capacitores y/o reactores.

Finalmente, a este nivel también se encuentran, los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control numérico y los equipos de alta tensión. Estos canales deben estar diseñados de manera de proveer una barrera contra las interferencias electromagnéticas con el aislamiento galvánico y el blindaje.

#### **Nivel de control de bahía.**

El segundo nivel, nivel de control de bahía, está 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.
- Enclavamientos.
- Regulación de voltaje.

Funciones estas llevadas a cabo por relés de protección, relés de medición, controladores de bahía y en general *IEDs* de nuevas generaciones. Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo la data con entradas y salidas analógicas y discretas.

Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces hombre-máquina, HMI (*“Human Machine Interface”*), de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

La información de entradas y salidas digitales y analógicas de los equipos de protección se encuentra disponible para ser tomada por la unidad controladora de bahía a través de los puertos de comunicación de los relés.

De esta manera, la unidad controladora de bahía se encargará de:

- La interfaz con los relés de protección y otros *IEDs* de la bahía controlada con comunicación maestro-esclavo, a través de enlaces seriales, como el mostrado en la figura 2., o redes de campo. La comunicación entre los dispositivos de control de bahía y los relés de protección e *IEDs* de la bahía debe permitir el uso, con el fin de facilitar expansiones futuras y cambios en el sistema, de protocolos no propietarios tales.

- La interfaz con el nivel de control de la subestación, actuando como concentrador de comunicaciones entre los equipos de protección y otros *IEDs* y la red *LAN* [3] de la subestación a través de una conexión directa de alta velocidad. El controlador envía al *SCADA* local las señales de medición, los status y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la bahía controlada. El envío de los status y cambios de estado en general se hace con formato *SOE* ("*Sequence of Events*") de manera que el *SCADA* local reciba los status con un estampado de tiempo asociado.

- Realizar la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada.
- Suministrar una interfaz mímica local para el manejo de la bahía, a través de despliegues gráficos configurables, como respaldo al sistema de control de la subestación, como ya se mencionó.

En general, un dispositivo único no debe controlar más de una bahía en una subestación, de forma tal que la falla de dicho dispositivo tenga consecuencias limitadas en el control de la subestación.

### **Nivel de control de subestación.**

El tercer nivel, nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación. La arquitectura típica se muestra en la figura 2. esta arquitectura está integrada básicamente por las estaciones de operación, *gateways*, *hubs* de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (*GPS*).

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

- Tensiones de barra.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregas y recibidas.

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, figura 3, utilizando un software *SCADA* local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo *Hot-StandBy*. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.

- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación. A través de los SOE obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como, por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local del sistema de control numérico puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen mas de una bahía, como por ejemplo:
  - a. Transferencia de barras
  - b. Programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas.
- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema de control numérico por pérdida de alimentación.
- Bote de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

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 status, control, mediciones, contadores y archivos entre el *SCADA* local de la subestación y el centro de control remoto. Dichas transferencia se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propietarios.

A través de los *hubs* de fibra óptica se realiza, físicamente, la red de datos local de la subestación (*LAN*). Estas redes son por lo general del tipo estrella redundante, tal y como se muestra en la figura 2., aunque también es aceptado el esquema de anillo redundante entre los controladores de bahía y los equipos en el nivel de control de subestación.

El equipo receptor *GPS* proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el *gateway*, y por los *IEDs* de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (*SOE*).

### **Condiciones de Operación**

En suma, el Sistema incluye la siguiente funcionalidad:

- a) Operación remota desde la subárea y/o área de control mediante los protocolos de comunicación.
- b) Control y supervisión integral de la subestación desde la caseta principal de control.
- c) Control y supervisión local de las bahías asociadas desde cada caseta distribuida de control.
- d) Función como submaestra, para ser operada a nivel superior.
- e) Función como UTR virtual.
- f) Supervisión y visualización de:
  - diagrama unifilar de la subestación, alimentadores conectados y servicios auxiliares.



- detalle de las conexiones de los alimentadores,
  - lista de equipos con número de identificación, tipo y datos técnicos de diseño incluyendo su estado operacional,
  - información sobre el flujo de carga, tensión y frecuencia en tiempo real,
  - indicación de estado anormal del equipo, sobrecargas, caídas de tensión, sobretensiones y frecuencia,
  - alarmas; una alarma no reconocida debe ser claramente marcada y denotada para llamar la atención del operador (color llamativo, intermitente y audible),
  - lista de eventos y alarmas en archivo texto e impreso,
  - supervisión de los servicios propios de emergencia,
  - pérdida de VCD en el sistema,
  - detección de pérdida de comunicación entre MCAD'S y el sistema.
- g)** Formación y manejo de archivos de datos.
- históricos y de tendencias,
  - secuencia de eventos,
  - maniobras,
  - generador de reportes,
  - bloqueo de comandos no atendidos.
- h)** La actualización y procesamiento local de las bases de datos.
- i)** Funcionalidad local–remoto–prueba. De manera general desde caseta principal, y en forma local desde cada MCAD, incluyendo indicación en caseta principal de control y a nivel superior.

Para ello, se debe entender que:

- el modo remoto se refiere a que el sistema opera en barrido SCADA con todas sus funciones,
  - el modo local se refiere a que el servidor SCADA no puede ejecutar controles, sino que éstos se ejecutan desde el mímico miniatura,
  - el modo prueba se refiere a que se pueden realizar pruebas completas del MCAD, deshabilitando las salidas de control hacia campo desde el servidor SCADA y el mímico miniatura, no interrumpiéndose el barrido SCADA.
- j)** Concentración y almacenamiento local de la información para su transmisión a la subárea y/o área de control cuando se requiera.
- k)** Distribución de información a diferentes niveles y usuarios. Operación y control de la subestación en diferentes niveles de prioridad.
- l)** Capacidad para implementar claves de acceso (PASSWORDS) en los diferentes niveles de prioridad.
- m)** Adquisición de datos de medición, eventos, maniobras, estados, alarmas y señales de operación de protecciones, a nivel de bahía.
- n)** Se debe asegurar que la información presentada en la pantalla sea fácilmente leída aplicando técnicas de ordenamiento de pantallas y acercamiento.
- o)** Tiempos de respuesta del sistema.
- el tiempo máximo para actualización de un cambio de estado en pantalla debe ser de 1 s,
  - el tiempo máximo para adquisición de todas las mediciones debe ser de 1s,
  - el tiempo máximo para la ejecución de un control es 0,5 s,
  - la resolución mínima para eventos de SOE es 1 ms.
- p)** Mapeo e integración de la información de medición hacia nivel superior con protocolos SCADA permaneciendo disponible para el desarrollo de aplicaciones.

- q) Visualización en mímico miniatura de la medición de referencia tales como: corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia en valores instantáneos.
- r) Capacidad para la supervisión continua de variables eléctricas y mecánicas asociadas a equipos eléctricos primarios.
- s) Debe realizar todas las funciones de adquisición de datos en dos modos: exploración cíclica y por solicitud, sin perder información entre ciclos de barrido. La condición normal de operación del sistema debe ser de barrido cíclico, ya que periódicamente se solicitará información.
- t) El sistema debe tener la capacidad de manejar el protocolo MMS en configuración cliente-servidor en el servidor SCADA.

En cuanto a los **niveles de prioridad operacional** se contemplan los siguientes:

Los siguientes niveles de prioridad operativa y de control del equipo eléctrico primario se establecen con base en los criterios operativos actuales (orden descendente):

- Nivel 1: Automatismos locales programados o de acción independiente en MCAD.
- 1 Nivel 2: Control y supervisión directamente en dispositivos o equipo eléctrico primario en bahía.
- 2 Nivel 3: Control y supervisión desde las casetas distribuidas mediante un mímico miniatura.
- 3 Nivel 4: Control y supervisión local desde el caseta principal de control.
- 4 Nivel 5: Telecontrol y supervisión desde el nivel superior en tiempo real a través de los sistemas SCADA.

### **Niveles de Prioridades en Acceso**

Por orden de importancia a continuación se enumeran los requerimientos de acceso que el sistema debe incluir:

- 1 Nivel 1: Administrador del Sistema (altas, bajas y/o permisos a usuarios), así como el acceso a todas las funciones, excluyendo las de mantenimiento y ajustes de equipos.
- 2 Nivel 2: Desde la Consola de Control Local CCL se tiene acceso a todas las funciones, así como también a la realización de mantenimiento y ajuste de equipos.
- 3 Nivel 3: Desde los MCAD, y a través de su puerto de mantenimiento, se accesa a todas las funciones propias de los mismos, incluyendo su programación.
- 4 Nivel 4: Desde las Subáreas de Transmisión y Transformación se accesa a través de la red WAN a la lectura de la base de datos, elaboración de todo tipo de reportes y acceso al equipo de protecciones y medición, incluyendo consultas y/o cambios de ajustes de relevadores.
- 5 Nivel 5: Desde las Áreas de Transmisión y Transformación se accesa a través de la red WAN a la lectura de la base de datos y/o elaboración de todo tipo de reportes.

#### *1.4. TERMINOLOGÍA DE OPERACIÓN*

La Automatización Industrial se ha convertido en un medio fundamental para mejorar el rendimiento y la eficacia de las funciones operacionales de una empresa industrial moderna. La obtención de datos en el momento y punto de origen, al integrarse al ciclo de procesamiento y control de las operaciones y al actualizar las bases de datos en forma automática, permite la

toma de decisiones operacionales, tácticas y estratégicas más eficaces, cualquiera que sea la naturaleza de la empresa.

Las estrategias básicas en la automatización de procesos industriales esta dirigida hacia los siguientes objetivos:

1. Aumentar la eficiencia de las operaciones y procesos industriales a través de la aplicación de las modernas tecnologías de la Electrónica, la Informática y las Telecomunicaciones.
2. Incrementar la productividad de los recursos humanos mediante:
  - (a) La automatización de las actividades manuales y repetitivas.
  - (b) La dotación de procedimientos, equipos y sistemas que permitan disponer de la información en forma oportuna y confiable en el sitio y momento deseados.
  - (c) Disminuir costos usando menor energía y manteniendo inventarios mínimos.
  - (d) Aumentar la disponibilidad de la planta física mediante mantenimiento centrado en la confiabilidad
3. Transformar la forma de operar mediante la integración de los puntos 1 y 2, y la aplicación de nuevos métodos de análisis de procesos y de la teoría del control, y la incorporación de las tecnologías más avanzadas.

### Sistemas de Procesamiento y Control Industrial

A Nivel Operacional, un sistema de procesamiento y control industrial se puede representar esquemáticamente como se muestra en la Fig. 3.

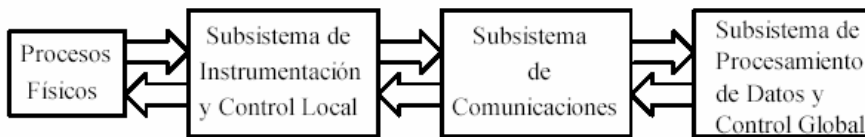


Fig. 3. Configuración General de un Sistema de Procesamiento y Control.

La configuración conceptual mostrada en la Fig. 3 se materializa en un sistema como el mostrado en la Fig. 4. La red de telecomunicaciones, junto con los sistemas de instrumentación, control y procesamiento de los datos de campo (Redes de Campo), ha permitido el desarrollo del concepto de Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) para la automatización de procesos industriales.

### El Sistema SCADA

El Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA) es una tecnología que permite obtener y procesar información de procesos industriales dispersos o lugares remotos inaccesibles, transmitiéndola a un lugar para supervisión, control y procesamiento, normalmente una Sala o Centro de Control. Un SCADA permite entonces supervisar y controlar simultáneamente procesos e instalaciones distribuidos en grandes áreas, y generar un conjunto de información procesada como, por ejemplo, presentación de gráficos de tendencias e información histórica, de informes de operación y programación de eventos, programas de mantenimiento preventivo, etc. En la Fig. 4 se muestra la configuración típica de un Sistema de Automatización Industrial a Nivel Operacional.

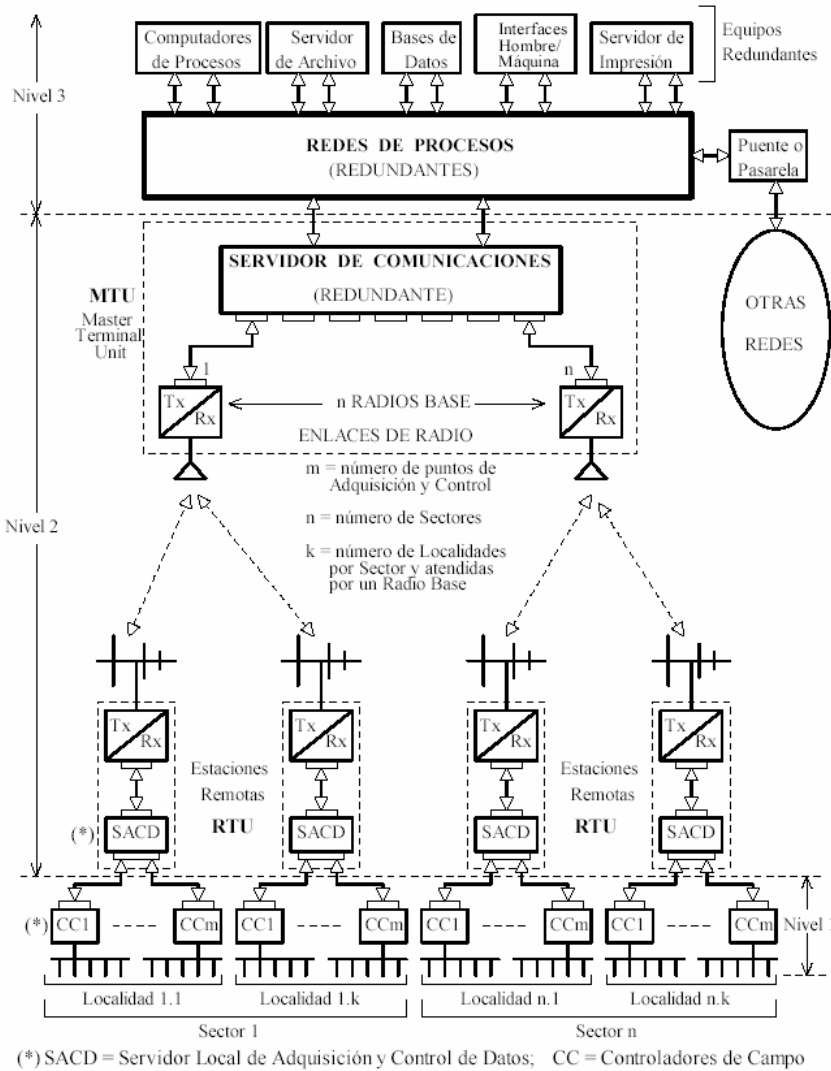


Figura 4. Concepción general del nivel operacional de una instalación eléctrica.

Un SCADA no debe confundirse con un Sistema de Control Distribuido (“Distributed Control System, DCS”) aunque los principios y tecnologías que ambos utilizan son similares. La diferencia principal es que los DCS normalmente se utilizan para controlar procesos industriales complejos dentro de un área pequeña, por ejemplo, una planta industrial y las restricciones en tiempo son muy diferentes. En cambio, el SCADA se emplea para el control y supervisión de áreas geográficas muy grandes, como, por ejemplo, un sistema de distribución de energía eléctrica o las instalaciones de las compañías petroleras, y la red de comunicaciones es su soporte físico.

La incorporación de un SCADA en un proceso permite al usuario conocer el estado de las instalaciones bajo su responsabilidad y coordinar eficazmente las labores de producción y mantenimiento en el campo, supervisando y controlando operaciones críticas y

proporcionando los recursos para recibir la información en forma dinámica y en tiempo real, y proceder a su procesamiento ulterior.

#### Elementos de un Sistema de Automatización a Nivel Operacional

Como se puede observar en la *Fig. 4*, se puede distinguir tres niveles o subsistemas: el Nivel 1 o Subsistema de Instrumentación y Control Local, el Nivel 2 o Subsistema de Comunicaciones y el Nivel 3 o Subsistema de Procesamiento y Control Global.

#### **Subsistema de Instrumentación y Control Local**

Este es el nivel que se encuentra en contacto directo con el proceso y por lo tanto se encuentra distribuido en las localidades remotas a las que se quiere controlar y supervisar.

Aquí se encuentran las Redes de Campo que incluyen toda la instrumentación asociada con el proceso, los elementos finales de control, así como los medios de conversión de la información en un formato digital apropiado para su transmisión al Nivel 3 o Subsistema de Procesamiento de Datos y Control Global. Este Nivel 1 o Subsistema de Instrumentación y Control Local está constituido por equipos específicos (controladores y redes de campo) que se ubican lo más cerca posible del proceso: instrumentos de medición (temperatura, presión, flujo, velocidad, etc.), sistemas PLC (“Programmable Logic Controllers”), sensores, actuadores, válvulas de control, bombas, compresores, etc. Bajo instrucciones desde el Centro de Control, en el Nivel 1 se realiza las operaciones de control y los ajustes en las tablas de configuración de parámetros tanto continuos como discretos de un lazo de control. Para su transmisión a los niveles superiores, algunas de estas funciones se integran en las denominadas “unidades terminales remotas (remote terminal unit, RTU)”.

#### **Subsistema de Comunicaciones**

En cada localidad remota de interés se instala un servidor de adquisición y control que junto con el tranceptor de comunicaciones constituye la Estación Remota o RTU (“Remote Terminal Unit”), la cual debe mantenerse en comunicación continua con el Centro de Control. Esta comunicación la realiza el subsistema de comunicaciones o Nivel 2 por un sistema de comunicaciones dado y utilizando protocolos especiales, como veremos más adelante.

El Servidor de Comunicaciones junto con los Radios Base constituyen la Estación Maestra (“Master Terminal Unit, MTU”). La función general de la MTU es la de realizar todas las labores de interrogación y comunicaciones entre el Nivel 1 y el Nivel 3. En la *Fig. 4* se utiliza medios radioeléctricos de transmisión; sin embargo, se puede utilizar conductores metálicos, fibras ópticas, satélites, rayos infrarrojos, laser, etc.; la selección del medio de transmisión depende fundamentalmente, aparte de los aspectos económicos, de las condiciones climáticas o geográficas, y muchas veces el medio de transmisión es una combinación de estos medios.

Los protocolos utilizados en el subsistema de comunicaciones, denominados protocolos industriales o de campo, permiten la interacción entre los equipos de comunicación. Estos protocolos están constituidos por un conjunto de reglas y procedimientos para el intercambio de mensajes, detección y corrección de errores, y establecer las secuencias y lazos de control y supervisión. Hay muchos protocolos industriales, de los cuales describiremos algunos más adelante.

### Subsistema de Procesamiento y Control Global

Una vez que los datos han sido recolectados desde las localidades remotas y transmitidos al Centro de Control, Nivel 3 de la Fig. 4, es necesario realizar sobre ellos un cierto procesamiento en tiempo real a fin de obtener información útil acerca de los procesos, presentarla al operador (o usuario) y emprender acciones de supervisión y control cuando sea necesario. Este trabajo lo realiza el subsistema de procesamiento de datos. Este subsistema es el brazo operativo del Centro de Control y es el encargado de ordenar y procesar la información que es recibida del proceso mediante los enlaces de comunicación.

El Centro de Control debe poseer una alta capacidad de computación y normalmente está constituido por computadoras y redes de alta velocidad, interfaces hombre-máquina, bases de datos, servidores de aplicación (de impresión, de archivo, de datos históricos, de monitoreo, etc.). Todos estos recursos deberán ser redundantes para asegurar la confiabilidad e integridad en todas las operaciones. El subsistema de procesamiento y control global podrá comunicarse también con los Niveles Tácticos y Estratégicos para la toma de las decisiones tácticas y estratégicas correspondientes.

Cabe mencionar, que la operación global del sistema está gobernada por programas de informática que manejan el Sistema Operativo, las Bases de Datos, el Software SCADA y los Programas de Servicio y Aplicación.

### Subsistema de Instrumentación y Control Local

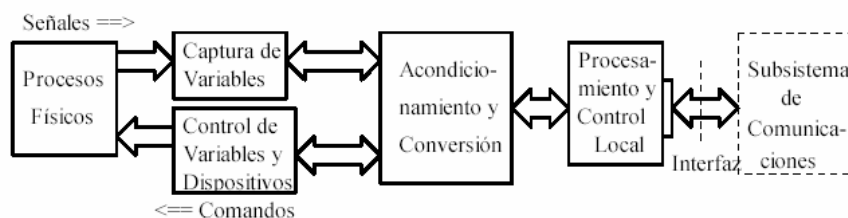


Figura 5. Subsistema de Control Local

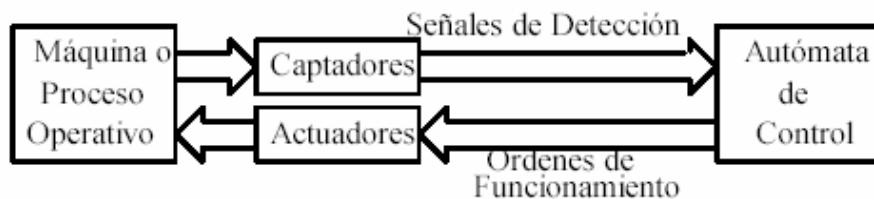


Figura 6. Lazo de Control local.

En la máquina o proceso operativo se producen señales que representan las condiciones del proceso que se está desarrollando y que son capturadas por los captadores.

Estas señales o variables se llevan a un autómata de control donde son analizadas. El resultado de este análisis puede hacer necesario cambiar las condiciones de operación de la máquina, lo cual se efectúa con comandos hacia los actuadores que modifican las condiciones de operación del proceso operativo.

En términos prácticos, un proceso físico es una operación que se lleva a cabo para la ejecución de una tarea específica. Por ejemplo, un proceso físico puede ser la operación de una caldera,

en donde es necesario conocer en todo momento sus condiciones de trabajo: temperaturas, nivel del agua, presión del vapor, monitoreo de la llama, etc.

En el proceso físico se está generando una cantidad de información que es necesario conocer y procesar para poder seguir y controlar su funcionamiento. Asimismo, en el proceso físico hay algunos elementos que permiten regularlo dentro de límites preestablecidos; en el ejemplo de la caldera se puede accionar una bomba para mantener el nivel de agua adecuado. Puede distinguirse entonces dos conceptos: el concepto de variable física y el concepto de dispositivo de control.

### **Variable**

Variable es toda cantidad física (temperatura, presión, etc.) presente en el desarrollo de un proceso. Esta variable puede poseer su propia energía, como es el caso de la temperatura, y esta energía se puede utilizar para medir o conocer su estado.

Alternativamente, la variable puede requerir de una fuente externa para ser medida, como es el caso de la lectura del código de barras presentes en las etiquetas de muchos productos.

La medición de las variables se lleva a cabo con los sensores o transductores que transforman la variable física en una señal eléctrica susceptible de ser acondicionada, transmitida y procesada.

### **Dispositivo de Control**

Un proceso físico contiene también elementos que permiten modificar o controlar las variables. En el ejemplo de la caldera, el nivel de agua medido se compara con un nivel normal de trabajo preestablecido; si el nivel medido es inferior al nivel normal, se transmite un comando para arrancar una bomba que introduzca agua en la caldera. Cuando el nivel medido es del orden del nivel normal, otro comando detiene la bomba. En términos de la nomenclatura del control de procesos, se ha completado “un lazo de control” y la bomba es un “dispositivo de control”. Un dispositivo de control es entonces un elemento que permite controlar el estado de una variable física.

### **Captura de Variables**

Las variables físicas presentes en un proceso físico deben ser capturadas en forma apropiada, de tal manera que su medición, materializada en una señal eléctrica, sea una representación exacta de la variable misma. En general, esta operación es efectuada por un transductor, llamado también detector primario o sensor.

Una vez que las señales han sido debidamente acondicionadas, ellas pasan a la fase de procesamiento y control local, el sistema de procesamiento y control local consta de los siguientes elementos:

- Módulos de Entrada/Salida (I/O)
- Procesador y Memoria (CPU)
- Módulo de Comunicaciones
- Relojes y Fuente de Alimentación
- Periféricos
- . Módulo de Entrada/Salida (I/O)

El módulo I/O puede considerarse como una interfaz en la cual se adapta y codifica en una forma comprensible para el CPU todas señales procedentes de la fase de acondicionamiento. En algunos casos en este módulo se lleva a efecto también el acondicionamiento de las señales procedentes de los captadores (pulsadores, relés, etc.) y los transductores. Este módulo tiene también la misión de protección de los circuitos electrónicos del CPU realizando una separación entre éstos y las señales externas.

En el módulo (I/O) se puede distinguir los diferentes elementos de interfaz:

- Entradas Analógicas
- Salidas Analógicas
- Entradas Discretas
- Salidas Discretas
- Entradas de Contadores
- Entradas de Alto/Bajo Nivel
- Otras entradas y salidas según la aplicación

Nótese que los elementos de salida trabajan en forma inversa a las de entrada, es decir, decodifican las señales emanadas del CPU, las amplifican y las envían a los dispositivos de control, tales como lámparas, relés, contactores, arrancadores, electroválvulas, etc. así como proveer los circuitos de adaptación a las salidas y de protección de circuitos internos.

### **Procesador y Memoria**

El elemento procesador y memoria es la unidad central de procesamiento o CPU, en la cual radica toda la inteligencia del sistema local. Este es un computador de propósito especial en el cual, mediante la interpretación de las instrucciones del programa de usuario (software) y en función de las variables de entrada, se activan las salidas deseadas.

En esta unidad se suele disponer de interfaces para la conexión de una consola o un simple teclado de programación y de algunos periféricos de propósito especial, como es el módulo de comunicaciones. Estos periféricos son elementos auxiliares, físicamente independientes del CPU, que se utilizan para la realización de alguna función específica y que amplían el campo de aplicación o facilitan el uso del sistema. Como tales, no intervienen directamente ni en la elaboración ni en la ejecución de los programas.

### **Bases de Datos**

Toda la información procesada es almacenada en las bases de datos. Las bases de datos son el corazón del sistema, pues todos los periféricos tales como servidores, estaciones de trabajo, etc., utilizan la información allí contenida para realizar sus propias funciones: funciones de adquisición y control, funciones de interfaz hombre/máquina, programas de aplicación, etc. La transferencia ordenada, definida y segura de datos entre diferentes procesos es una de las funciones de la base de datos.

### **Los Servidores**

El modelo “cliente/servidor” en la prestación de servicios de red El servidor de comunicaciones es uno de los muchos servidores utilizados en los sistemas industriales.

Entre los servidores integrados al sistema de procesamiento se tiene:



- Servidor de datos históricos. Responsable de procesar, almacenar y mantener la información histórica del proceso a fin de producir gráficos de tendencias, generación de reportes y el despliegue de información.
- Servidor de Aplicaciones. Responsable de la ejecución de los diversos programas de aplicaciones del sistema.
- Servidor de Dispositivos Entrada/Salida. Es responsable de establecer una interfaz hombre/máquina conformada por consolas de operadores equipadas con teclados, monitores, impresoras, graficadoras, etc. Su objetivo principal es el de suplir las necesidades del operador y del personal de mantenimiento del sistema.

### **Interfaces Hombre-Máquina**

El servidor de dispositivos entrada/salida junto con las bases de datos, constituyen el subsistema que permite la comunicación hombre-máquina, denominada también interfaz hombre-máquina. Este subsistema permite al usuario interactuar con el sistema para la ejecución de diferentes funciones, entre las que se puede citar las siguientes:

- 1 Funciones de control y supervisión sobre todo el proceso
- 2 Funciones de planificación y mantenimiento de operaciones
- 3 Funciones de presentación gráfica o impresa de: diagramas gráficos, menús de selección, despliegue de datos tabulados, despliegue de alarmas y tendencias históricas o reales, etc.
- 4 Funciones de entrada de datos para la introducción de ordenes de control e información. Se realizan principalmente mediante teclados
- 5 Funciones de generación de alarmas para la notificación de un estado anormal que requiere atención del usuario (quien tomará la acción correspondiente)
- 6 Funciones de emisión de informes: informes periódicos de información, informes de información y eventos críticos, informes diarios de operaciones, etc.

### **Programas de Informática (Software)**

Los programas de informática (software) constituyen el conjunto de instrucciones responsable de que los equipos (hardware) realicen sus tareas específicas. Como concepto general, el software puede dividirse en varias categorías basadas en el tipo de trabajo realizado. Las dos categorías primarias de software son los sistemas operativos (software del sistema), que controlan las tareas en línea del computador de procesos, y el software de aplicación, que dirige las distintas tareas fuera de línea y auxiliares para las que se utilizan las computadoras periféricas. Por lo tanto, el software del sistema procesa tareas tan esenciales como el procesamiento de la información y la administración de recursos, mientras que el software de aplicación lleva a cabo tareas de servicio, gestión de bases de datos y similares. Constituyen también dos categorías separadas el software de red, que permite comunicarse a grupos de usuarios, y el software de lenguaje utilizado para escribir programas.

En el caso del subsistema de procesamiento y control global se puede distinguir varias clases de programas:

- Programas del Sistema Operativo
- Programas de los Servidores de Aplicación

### **Sistema Operativo**

El Sistema Operativo es una estructura jerárquica encargada de administrar los recursos del sistema (equipos y programas). Se puede considerar como la interfaz entre los comandos o programas de aplicación y los dispositivos periféricos, tales como las unidades de memoria y los servidores. El sistema operativo depende de la plataforma computacional utilizada y representa la base para la ejecución de programas y aplicaciones especiales. Es importante notar que la base de datos constituye el núcleo del sistema operativo pues es el nexo que interrelaciona todas las funciones del sistema.

En particular, el programa para el procesamiento y control de los procesos físicos debe tener la capacidad para:

- Trabajar con sistemas multitarea y en tiempo real.
- Capacidad para diagnóstico, mantenimiento correctivo y calibración de los elementos de las estaciones remotas.
- Capacidad de programación con lenguajes de alto nivel (lenguaje C, por ejemplo).
- Capacidad para trabajar con distintos tipos de protocolo: protocolos de comunicaciones (BSC, HDLC, etc.) y protocolos industriales (Modbus, BSAP, DNP 3.0, etc.)

### **Programas de Aplicación**

Los programas de aplicación se hallan instalados sobre el sistema operativo y utilizan los recursos del sistema, valiéndose del sistema operativo como interfaz. Los programas de aplicación están relacionados con los servicios y servidores del sistema: programas para el procesamiento y control de los procesos físicos, programas de aplicación para datos históricos, para interfaz hombre/máquina, etc.

Los datos de todas las localidades remotas deben ser recolectados y transmitidos a un Centro de Control, generalmente una Sala de Control, donde se realiza sobre ellos un cierto procesamiento en tiempo real a fin de obtener información útil acerca de los procesos, presentarla al operador (o usuario) y, como resultado de un análisis, emprender acciones de supervisión y control cuando sea necesario. Esta tarea la realiza el subsistema de procesamiento y control global. Este subsistema es el brazo operativo del Centro de Control y es el encargado de ordenar y procesar en tiempo real la información que se recibe desde los procesos físicos remotos mediante los enlaces de comunicación. El Centro de Control debe poseer una alta capacidad de computación y normalmente está constituido por computadores y redes de alta velocidad, bases de datos y servidores de todo tipo. Todos estos recursos deberán ser redundantes para asegurar la confiabilidad e integridad en todas las operaciones. El subsistema de procesamiento y control global podrá comunicarse también con otros niveles superiores, para la toma de decisiones tácticas y estratégicas de tipo gerencial.

### **Configuración**

En su forma más general, el subsistema de procesamiento y control global se muestra en forma esquemática en la *Fig. 7*

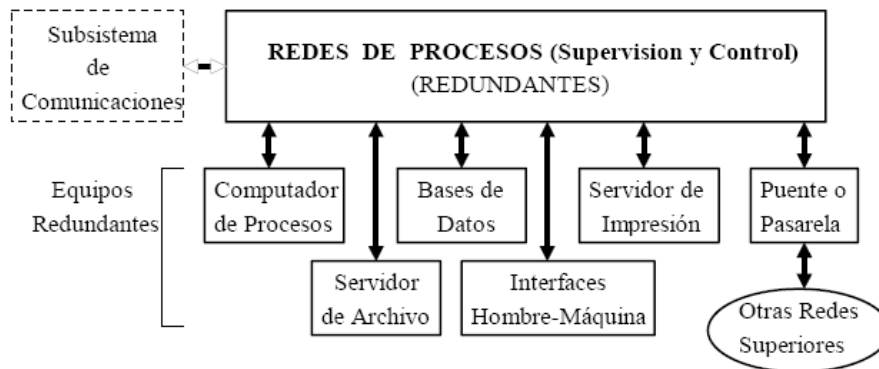


Figura 7. Sistema de control supervisorio y adquisición de datos (vista global).

En este subsistema es donde se procesan los datos de campo y se toman las acciones para establecer los lazos de control y supervisión globales. Debido a su gran capacidad computacional, desde este subsistema se puede controlar desde instalaciones de poca capacidad hasta grandes instalaciones industriales. En el SCADA se aplican todas las técnicas de telemetría, telecontrol, comunicaciones e informática para la supervisión y control de procesos e instalaciones industriales en grandes áreas geográficas.

El Centro de Control es el cerebro de cualquier proceso de control y supervisión industrial y en él se encuentran todos los dispositivos para manejar, procesar, almacenar y controlar todos los procesos que se ejecutan en una instalación industrial. En pequeñas instalaciones la configuración pudiera ser más sencilla y contener menos elementos, pero en las grandes instalaciones la configuración crece como conteniendo, alguno o todos, de los siguientes elementos:

- 1 Computador de Procesos
- 2 Bases de Datos
- 3 Servidor de Impresión
- 4 Puente o Pasarela
- 5 Servidor de Archivo
- 6 Subsistema de Comunicaciones
- 7 Equipos Redundantes
- 8 Otras Redes superiores

Un Centro de Control puede consistir de los siguientes elementos:

- 1 La Unidad Terminal Maestra (Master Terminal Unit, MTU)
- 2 Los Computadores de Procesos (Supervisión y Control)
- 3 Las Bases de Datos
- 4 Los Servidores
- 5 Interfaces Hombre-Máquina

### La Unidad Terminal Maestra (MTU)

La función general de la MTU es la de realizar todas las labores de interrogación y comunicaciones entre el subsistema de procesamiento local y los computadores de procesos. En la transmisión se puede utilizar cualquier medio: par trenzado, cable coaxial, fibras ópticas, etc. La selección de un medio depende fundamentalmente, aparte de los aspectos económicos, de las condiciones climáticas o geográficas del sistema, y muchas veces la trayectoria de transmisión es una combinación de varios medios.

## 1.5. PROTOCOLOS

Los protocolos que se utilizan en las comunicaciones son una serie de normas que deben aportar las siguientes funcionalidades:

- 1 Permitir localizar un dispositivo de forma inequívoca.
- 2 Permitir realizar una conexión con otro dispositivo.
- 3 Permitir intercambiar información entre dispositivos de forma segura.
- 4 Abstracta a los usuarios de los enlaces utilizados (red telefónica, radioenlaces, satélite...) para el intercambio de información.
- 5 Permitir liberar la conexión de forma ordenada.

Debido a la gran complejidad que conlleva la interconexión de dispositivos, se ha tenido que dividir todos los procesos necesarios para realizar las conexiones en diferentes niveles. Cada nivel se ha creado para dar una solución a un tipo de problema particular dentro de la conexión. Cada nivel tendrá asociado un protocolo, el cual entenderán todas las partes que formen parte de la conexión.

Diferentes empresas han dado diferentes soluciones a la conexión entre ordenadores, implementando diferentes familias de protocolos, y dándole diferentes nombres (DNP, UCA, Medbus, Profibus, IEC, etc.).

Los **protocolos** de comunicaciones definen las normas que posibilitan el establecimiento de una comunicación entre varios equipos o dispositivos, ya que estos equipos pueden ser diferentes entre sí. Un **interfaz**, sin embargo, es el encargado de la conexión física entre los equipos, definiendo las normas para las características eléctricas y mecánicas de la conexión.

Una compañía típica de energía eléctrica deberá tener un centro de operación común, que monitoree el funcionamiento del equipo en cada subestación. En este centro de operación, poderosas computadoras almacenan los datos y los despliegan de forma que los operadores puedan hacer uso de la información y administrar el sistema.

Como se ha venido apreciando, las Subestaciones poseen diferentes dispositivos que requieren de monitoreo (cierres o apertura de interruptores, sensores de temperatura presión, voltaje, energía entregada, etc.) demasiados parámetros que involucran, a su vez, múltiples variables. Los operadores requieren enlazar secciones del sistema interconectado, o bien aislarlas de la misma. Las computadoras están situadas en las subestaciones para recolectar la información para la transmisión y enviarla a nivel superior en el centro de control. Las computadoras de las subestaciones también tienen la funcionalidad de energizar o desenergizar, los interruptores y operar los reguladores de voltaje.

Los protocolos definen las reglas para la comunicación entre las computadoras en los diferentes niveles, es necesario entonces, conocer las diferentes variables que utiliza y su funcionalidad:

- 1 **Entradas binarias** son útiles para monitorear dispositivos bi-estado, por ejemplo, un interruptor está cerrado o abierto; una alarma de presión se encuentra activada o no.

- 2 **Variables analógicas**, que convierten voltajes, corrientes, potencia, niveles de fluidos, y temperaturas
- 3 **Contadores de entrada**, reportan la potencia en KW/ horas, o volumen de fluido.
- 4 **Archivos** que contienen información de configuración.

Así mismo, el protocolo deberá, también, manejar comandos:

- 1 Apertura o cierre, paro o inicio, abrir cerrar.
- 2 **Salidas Analógicas** para configurar y regular presiones, o un voltaje requerido.

También, se deben considerar: la sincronización de fecha y hora, históricos, y permisos de acceso. Deberá contemplar una eficaz transmisión y adquisición de datos y comandos entre un computador y otro. Estos protocolos no son de propósito general como los protocolos de Internet para la transmisión de email, hipertexto, bases de datos Sql queries, multimedia, etc., esta encaminado para sistemas SCADA (Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos)

Fundamentalmente, hay muy poca diferencia entre un protocolo industrial y un protocolo de comunicación (BSC, DDCMP, HDLC, etc.). Sin embargo, los protocolos industriales deben poseer algunas características muy importantes para su utilización en los Sistemas de Control de Procesos y en los SCADA. Estas características son:

Deben ser sistemas fáciles de reparar y mantener. Las operaciones en un sistema industrial son muy sensibles a retardos producidos por fallas o mantenimiento. Si las operaciones no demandan un alto nivel de intercambios y altas velocidades, se puede utilizar el protocolo más sencillo, por ejemplo, el protocolo ASCII, que describiremos posteriormente.

Deben poseer un alto nivel de integridad en la transferencia de datos. En un ambiente industrial con altos niveles de ruido eléctrico y donde no se permite errores en la transferencia de datos, por ejemplo, en el control de operaciones críticas, los protocolos deben poseer sistemas muy robustos para la detección y recuperación de errores. En este aspecto los códigos CRC son muy utilizados.

Alta velocidad en la actualización de parámetros. En sistemas industriales puede ser necesaria la actualización simultánea de un gran número de parámetros de control de operaciones. La naturaleza de muchas operaciones de control y supervisión no permite retardos entre los primeros y los últimos dispositivos en una cadena de transmisión de los datos. Los protocolos empleados deben cumplir con esta condición.

En su mayoría, los protocolos industriales no están normalizados y son propiedad de los fabricantes del sistema. Esta situación es de particular importancia cuando se necesita interconectar, por ejemplo, dos SCADA diferentes, lo cual es particularmente complicado pues los dispositivos utilizados en los SCADA generalmente no son interoperables. Algunos de los protocolos industriales han llegado a un grado de aplicación que puede considerarse que ellos son “protocolos de facto”; por ejemplo, el protocolo MODBUS es uno de ellos, pero aún así sigue siendo un protocolo propietario.

Los protocolos industriales que describiremos a continuación son algunos de los más utilizados en la industria y servirán de preámbulo para el estudio de la norma IEC 61850 pues sus características principales estarán plasmadas en ella y por lo tanto, su descripción hará más fácil su entendimiento.

### **Protocolos ASCII**

Los protocolos ASCII son muy populares debido a su simplicidad, lo cual los hace apropiados para instalaciones sencillas, generalmente una Maestra y una Remota. Su principal desventaja es su lentitud y su incapacidad para manejar sistemas más complicados, por ejemplo, sistemas multipunto de más de 32 remotas.

En la práctica podemos encontrar dos tipos de protocolo ASCII: el protocolo ASCII para Transmisores Digitales y el protocolo ASCII ANSI X3.28-2.5-A4; este último es un poco más elaborado. La primera versión del protocolo ANSI X3.28 apareció en 1976.

#### **Protocolo ASCII para Transmisores Digitales**

En el comercio se encuentra una variedad de transmisores que aceptan la salida de sensores (de temperatura, flujo, densidad, etc.) los cuales procesan y transmiten asincrónicamente en un formato digital hacia un puerto serie de un procesador, algunas veces denominado “indicador”. Generalmente en el procesador la información es almacenada y actualizada normalmente ocho veces por segundo y está disponible, si es solicitada, para ser enviada a un servidor de control. El transmisor digital puede también aceptar comandos desde el servidor.

Características

- Control por Caracteres
- Transmisión HDX asincrónica
- Velocidades: entre 300 y 1200 bps
- Interfaces: RS-232C en operación punto a punto. Si acaso se llega a utilizar en operación multipunto, entonces hay que emplear la interfaz RS-485.

#### **Protocolo ASCII ANSI X3.28-2.5-A4**

Este protocolo es mucho más elaborado que el anterior y se puede usar para interconectar un PLC o cualquier otro procesador, por ejemplo, un PC corriente, con un número de dispositivos que puede ir hasta 32.

Características

- Control por Caracteres
- Transmisión HDX asincrónica
- Formato del Carácter: un dígito de arranque, siete de información, uno de paridad par (o no paridad) y uno de par e
- Velocidades: entre 300 y 19200 bps
- Un procesador puede controlar hasta 32 dispositivos de campo
- Interfaz de preferencia: RS-485

#### **Protocolo HART**

El Protocolo HART (Highway Addressable Remote Transducer) permite la transmisión simultánea de información analógica y digital pues generalmente opera superpuesto sobre el lazo de corriente de 4-20 mA, y utiliza una señal FSK para la transmisión digital binaria a 1200 bps, equivalente a un módem Bell 202 (2200 Hz para un Cero y 1200 Hz para un UNO), *Fig. 8*. La frecuencia máxima de la señal analógica no va más allá de 10 Hz.

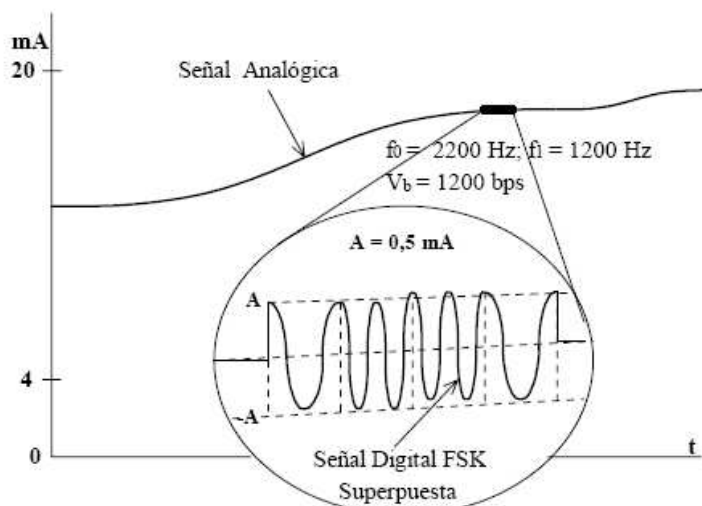


Figura 8. Mecanismo de transmisión en el Protocolo HART

Como el valor promedio de una señal FSK es cero, ella no afecta los valores analógicos presentes en el lazo de corriente. La impedancia mínima del lazo requerida para la comunicación está entre 230 y 1200 Ohm, y es compatible con las barreras de seguridad intrínseca normalmente utilizadas en áreas peligrosas (la seguridad intrínseca es una metodología de diseño de circuitos en los cuales una chispa o un efecto térmico producido en condiciones de trabajo normales o en condiciones de falla especificadas, no puede causar la ignición de una atmósfera explosiva determinada).

El Protocolo HART se utiliza típicamente en configuración punto a punto, para la configuración remota, ajuste de parámetros y diagnóstico de dispositivos de campo inteligentes.

Este protocolo no es apropiado para sistemas que requieren respuestas muy rápidas; sin embargo, si se requieren altas velocidades, se puede utilizar el protocolo en configuración multipunto (multidrop). En este caso no se emplea el lazo de corriente, es decir, la presencia de señales analógicas en el sistema; todas las mediciones se efectúan con los formatos HART.

Cada transmisor produce una corriente fija de 4 mA; además, cada uno de ellos posee un módem HART. Asimismo, el protocolo se puede utilizar asociado con otros protocolos, por ejemplo, con Modbus y aún con alguna red de campo (FIELDBUS).

Una particularidad del Protocolo HART es que posee dos terminales o maestras de control: una maestra de control fija (generalmente en la Sala de Control) y una maestra de control portátil. Esto permite el ajuste de parámetros o cualquier otra operación desde cualquier punto del lazo.

Como es común en casi todos los protocolos industriales, el protocolo HART tiene una estructura que comprende solamente las Capas Aplicación, Enlace de Datos y Física.

### Características

Las características del protocolo HART son:

- Control por Conteo de Bytes
- Transmisión Asíncrona HDX, punto a punto y multipunto
- Carácter Básico de 1 bit de arranque, 8 de información, 1 de paridad impar y 1 de par; NRZ
- Una Maestra puede controlar hasta 15 Remotas
- Operación en Modo de Respuesta Normal
- Permite hasta 250 variables en cada dispositivo de campo

- Distancia máxima: hasta 3000 m con par trenzado apantallado calibre AWG 24; hasta 1500 m con cable multipar, par trenzado común apantallado calibre AWG 20.
- Modulación FSK, 1200 bps, con Módems Tipo Bell 202
- Medio de transmisión: par trenzado y el lazo de corriente de 4-20 mA
- Interfaces asociadas: RS-232D y RS-485

En la Fig. 9 se muestran dos configuraciones típicas del Protocolo HART.

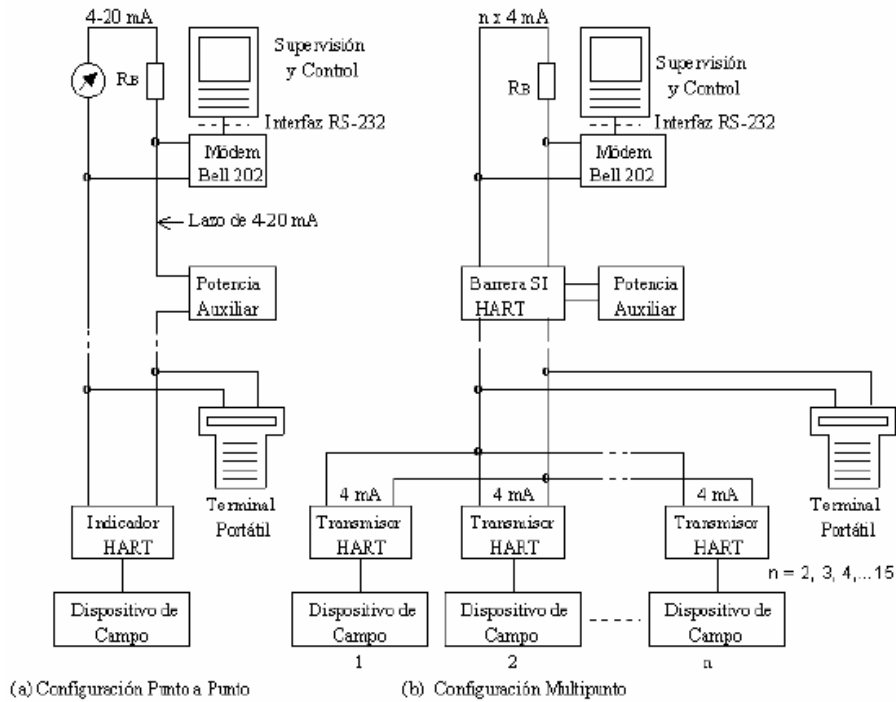


Figura 9. Configuraciones Punto a Punto y Multipunto.

### Protocolo Bristol BSAP

El Protocolo BSAP (Bristol Synchronous/Asynchronous Protocol) de la Bristol Babcock Instruments/Systems es un protocolo industrial utilizado para el control y supervisión de sistemas SCADA. Es un protocolo muy completo con una topología tipo árbol con un máximo de seis niveles y 127 nodos por nivel; a su vez, cada nodo puede controlar hasta 127 dispositivos remotos. Cada nodo tiene una dirección única basada en su posición en la red y puede ser maestra de los niveles inferiores o esclava de los niveles superiores. Cumple con el Modelo ISO/OSI en las cuatro primeras capas.

#### Características del Protocolo

- Control por Caracteres (Modo Transparente)
- Transmisión Asíncrona/Síncrona HDX y FDX
- Topología Tipo Arbol; en la raíz se encuentra la MTU
- Operación en Modo de Respuesta Normal y Par a Par
- Carácter básico codificado en ASCII sin bit de paridad
- Interfaces de Capa Física: RS-232C, RS-422A, RS-423A y RS-485
- Velocidades de transmisión: Síncrono: 187,5 kbps, 1 Mbps Asíncrono: 300 bps a 38,4 kbps
- Medios de transmisión: par trenzado, cable coaxial, radio



### Estructura Jerárquica

La topología del protocolo BSAP es una estructura en árbol, como se muestra en la Fig. 10. El nodo o Maestra A, en el Nivel 0, es la raíz del árbol, y el árbol puede contener hasta seis niveles.

El número máximo de nodos en un nivel está determinado por el tiempo de respuesta de mensajes críticos y por el número de direcciones que un nodo puede soportar, que es de 127. En cada nodo se tiene entonces 127 posiciones de control que generalmente se denominan “direcciones locales” para distinguirlas de las “direcciones globales”.

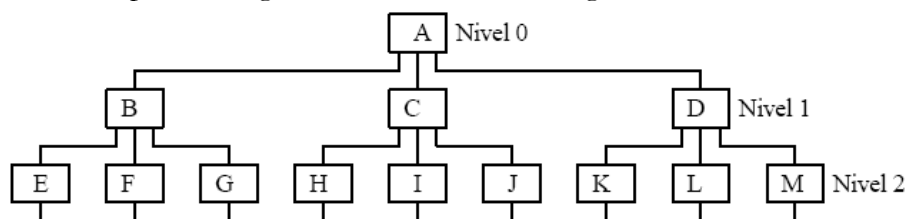


Figura 10. Estructura Jerárquica del protocolo BSAP

Cualquier nodo dentro de la red (excepto los extremos: nivel 0 y nivel último) tiene un doble papel: puede ser maestra de sus nodos inferiores o puede ser esclava del nodo inmediatamente superior. Esta doble relación se define como una “relación local” pues los los nodos en cuestión son verticalmente adyacentes entre sí. Se denomina entonces “mensajes locales” al intercambio entre una maestra y una esclava o nodo sin pasar por ningún otro nodo; en este caso se aplica las direcciones locales. Mensajes que pasan por uno o más nodos hasta alcanzar su destino, se denominan “mensajes globales” en donde se aplica las direcciones globales. Por ejemplo, en la Fig. 10, un mensaje de A a B, o de B a G, o de D a M, etc., son mensajes locales; mientras que mensajes desde, por ejemplo, A a G, B a C, E a M, etc., son mensajes globales.

### Protocolo Modbus

Modbus es un protocolo de transmisión desarrollado por la Gould Modicon (ahora AEG Schneider Automation) para sistemas de control y supervisión de procesos (SCADA) con control centralizado. Utilizando este protocolo, una Estación Maestra (MTU) puede comunicarse con una o varias Estaciones Remotas (RTU) con la finalidad de obtener datos de campo para la supervisión y control de un proceso. El protocolo Modbus es muy utilizado en la industria en una gran variedad de sistemas SCADA.

En Modbus los datos pueden intercambiarse en dos modos de transmisión: en Modo RTU y en Modo ASCII. El Modo RTU, algunas veces denominado Modbus-B (por Modbus Binario), es el tipo más común y es el que describiremos a continuación. En el modo de transmisión ASCII los mensajes generalmente son de duración casi del doble que en el modo de transmisión RTU.

Aunque el Protocolo Modbus es anterior al desarrollo del Modelo ISO/OSI, se le puede identificar tres niveles: un nivel de Capa Física, un nivel de Capa Enlace y un nivel de Aplicación. En Modbus no se define una determinada interfaz de Capa Física y el usuario puede elegir entre alguna de las interfaces vistas en el Capítulo III que sea apropiada para las velocidades de transmisión definidas en el protocolo. A continuación vamos a describir la Capa Enlace de Modbus.

Características (Modo RTU):

- 1 Control por Conteo de Caracteres

- 2 Transmisión FDX/HDX asincrónica
- 3 Carácter Básico NRZ de ocho dígitos de información (transmitidos como dos caracteres hexadecimales de cuatro dígitos), un dígito de arranque, un dígito de paridad y un dígito de pare; si no hay paridad, se toman dos dígitos de pare
- 4 Una Maestra puede controlar hasta 247 Remotas
- 5 Operación en Modo de Respuesta Normal (NRM)
- 6 Topología en Estrella
- 7 Interfaces de Capa Física: RS-232D, RS-422A, RS-485, o lazo de 4 20 mA
- 8 Velocidades de Transmisión: 1200 a 19200 bps
- 9 Medios de Transmisión: par trenzado, cable coaxial, radio.

### **DEVICENET**

Resulta adecuado para conectar dispositivos simples como sensores fotoeléctricos, sensores magnéticos, pulsadores, etc. Provee información adicional sobre el estado de la red para las interfaces del usuario. AS-i (Actuador Sensor-interface)

Es un bus de sensores y actuadores binario y puede conectarse a distintos tipos de controladores lógico Programable (PLC), controladores numéricos o computadores (PC).

El sistema de comunicación es bidireccional entre un maestro y nodos esclavos. Está limitado hasta 100 metros (300 metros con un repetidor) y pueden conectarse de 1 a 31 esclavos por segmentos.

El maestro AS-i interroga un esclavo por vez y para el máximo número tarda en total 5 ms.

Es un protocolo abierto y hay varios proveedores que suministran todos los elementos para la instalación.

Constituye un bus de muy bajo costo para reemplazar el tradicional árbol de cables en paralelo.

### **Protocolo Conitel**

El Protocolo Conitel 2020 es un protocolo industrial utilizado para la supervisión y control de sistemas SCADA.

Características

- Control por Dígitos
- Topología punto a punto y multipunto. Una Maestra (MTU) y una o varias esclavas (RTU).
- Número máximo de nodos: 15
- Transmisión Asincrónica HDX/FDX
- Operación en Modo de Respuesta Normal
- Velocidad: 1200 bps
- Interfaz: RS-232C

### **Protocolo DNP 3.0**

Dentro de los protocolos abiertos uno de los de mayor importancia y uso comercial en la actualidad es el DNP (Distributed Network Protocol) en su versión más actualizada la 3.0; por lo que es fundamental el estudio y comprensión de la misma, ya que es el antecedente directo para el desarrollo del estándar IEC 61850.

El Protocolo DNP 3.0 (Distributed Network Protocol) está basado en las normas del Comité 57, Grupo de Trabajo 03 de la IEC para el desarrollo de un protocolo para aplicaciones en telecontrol, SCADAs y sistemas de automatización distribuidos. Este protocolo fue desarrollado por la GE Harris en 1990, y en 1993 fue cedido al Grupo de Usuarios DNP, que es una organización sin fines de lucro formada por compañías de servicio público y vendedores. El Protocolo DNP 3.0 es un protocolo abierto y de propiedad pública que fue diseñado para lograr la interoperabilidad entre RTU, IED (Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device)) y estaciones maestras.

Este protocolo ha sido adoptado por la IEEE como práctica recomendada para la interconexión IED-RTU.

El DNP 3.0 es un protocolo abierto, robusto y eficiente, con el cual se puede:

- 1 Solicitar y responder múltiples tipos de datos en mensajes sencillos
- Segmentar mensajes en múltiples tramas para asegurar una mejor detección y recuperación de errores
- 2 Incluir solamente nuevos datos en los mensajes de respuesta
- 3 Asignar prioridades a ciertas clases de datos y solicitar esos datos periódicamente de acuerdo con la prioridad establecida
- 4 Permitir respuestas no solicitadas
- 5 Soportar sincronización de temporización con un formato estándar de tiempo
- 6 Permitir múltiples maestras y operaciones par a par
- 7 Permitir el uso de objetos definibles por el usuario incluyendo la transferencia de archivos

### **Características**

- 1 Control por Conteo de Caracteres.
- 2 Carácter Básico de 8 dígitos de información, 1 de arranque y 1 de pare.
- 3 Topologías punto a punto. Soporta múltiples MTUs y RTUs
- 4 Modos de Operación Normal y Balanceada. Permite transmisiones no solicitadas.
- 5 Transmisión con o sin conexión, serie, sincrónica, isocrónica y asincrónica, HDX/FDX.
- 6 Interfaces: RS-232C, UIT-T V.24/V.28 y RS-485. Modulación FSK
- 7 Medios de transmisión: par trenzado, fibras ópticas y radio.
- 8 La velocidad de transmisión depende del medio utilizado.

### **Arquitectura**

El protocolo DPN 3.0 es un protocolo estratificado con cuatro capas:

#### Capa de Aplicación

La Capa Aplicación responde a los mensajes completos recibidos desde la Seudocapa Transporte, y elabora mensajes basados en la necesidad o disponibilidad de datos de usuario. Una vez que los mensajes han sido elaborados, ellos se pasan a la Seudocapa Transporte donde ellos son fragmentados, para seguir luego a la Capa Enlace y posterior transmisión a través de la Capa y Medio Físico.

Cuando la cantidad de datos a transmitir es muy grande para un solo mensaje de aplicación, se pueden elaborar, mediante fragmentación, múltiples mensajes y transmitirlos secuencialmente. Sin embargo, cada fragmento individual se transmite como un mensaje de aplicación independiente. Para relacionar los diferentes fragmentos de un mensaje global, en cada fragmento, excepto el último, se incluye una indicación de que vienen más fragmentos.

Los mensajes o fragmentos de Aplicación que vienen de una Maestra DNP generalmente son peticiones para operaciones sobre dispositivos, llamados en DNP “objetos de datos”, y los fragmentos de Aplicación que vienen de las Esclavas DNP típicamente son las respuestas a esas peticiones. Nótese que una Esclava DNP puede transmitir también un mensaje sin haber sido solicitado (una respuesta no solicitada).

Al igual que en la Capa Enlace, los fragmentos de Aplicación se pueden enviar con un pedido de confirmación. Esto significa que el mensaje no solamente ha sido recibido sino que también ha sido pasado sin error. Por otro lado, en la Capa Enlace un mensaje de confirmación o ACK indica solamente que el mensaje ha sido recibido y que se somete a la verificación CRC.

### Seudocapa Transporte

A esta capa se la denomina “seudocapa” en DNP porque no cumple con todos los requerimientos de una capa transporte según el Modelo ISO/OSI. En esta capa se fragmentan los mensajes de la Capa Aplicación en múltiples tramas, y en cada trama se inserta un octeto Código de Función que indica si la trama es la primera o la última de un mensaje. El Código de Función incluye también un número de secuencia que se incrementa con cada trama y que permite que la Capa Transporte receptora pueda detectar pérdida de tramas o tramas descartadas.

Esta seudocapa puede considerarse como una subcapa de capa enlace, pero como la Capa Enlace DNP no soporta las funciones asignadas a la seudocapa, es necesario subirlas formando, no una Capa Transporte completa sino una capa intermedia a la que se le ha dado el nombre de Seudocapa Transporte.

### Capa Enlace de Datos

En esta capa se maneja el enlace lógico entre el transmisor y receptor de la información a fin de mejorar las características físicas del canal para la detección y recuperación de error.

De especial importancia es el Octeto de Control, Fig. 5.56. El Control indica el propósito de la trama y el estatus del enlace lógico.

Algunos de los mensajes especificados en el Control son:

- 1 Reconocimiento Positivo ACK
- 2 Reconocimiento Negativo NACK
- 3 Inicializar el Enlace
- 4 Enlace Inicializado
- 5 Petición de Confirmación ACK
- 6 Petición del estatus del Enlace
- 7 Respuesta del estatus del Enlace

Cuando se solicita una Confirmación ACK, el receptor debe responder con una trama ACK si la trama ha sido recibida y que pasa a las verificaciones CRC. Si no se pide Confirmación ACK, no se requiere una respuesta.

La longitud máxima de la trama transmitida es de 256 octetos.

### Capa Física

Esta capa se refiere principalmente al medio físico sobre el cual se transmite el protocolo. Por ejemplo, maneja el estado del medio (libre u ocupado) y la sincronización a través del medio (arranque y pare). Las interfaces preferidas son la RS-232D y RS-485, y los medios corrientes de transmisión son los conductores metálicos (par trenzado y coaxial), fibras ópticas y radio. Actualmente se trabaja en las normas para la transmisión sobre redes de área local.

#### *1.6 PROTOCOLOS PROPIETARIOS VS. PROTOCOLOS ABIERTOS*

Se ha reseñado brevemente alguno de los protocolos abiertos de mayor utilización en el mercado y en la industria, sin embargo la lista de protocolos es muy grande; existen también los protocolos IEC-103, IEC-107, UCA, CONITEL, FUJI, WESDAC, TANO, MOTOROLA INTRAC 2000, SCI RDACS, SYSTRONICS MICROMOTE, TRW2000, OPTROL, AMOCAMS, TEJAS, TIWAY 1, etc. Que también son utilizados, y que su funcionamiento es muy similar al de los protocolos anteriormente descritos; así mismo, existe una gran cantidad de protocolos propietarios, es decir, que inmiscuyen solo en el proceso de identificación, información, comunicación, configuración, proceso, a un dispositivo en particular definido por una marca, son tantos como diferentes son los dispositivos que hay en el mercado:

EDMOBUS	Gould Modicon Protocol Emulator Driver
FIPCX344 IPCx344	intelligent Bitbus Interface
FSILE	Graph Silec PLC Driver
HIMPSAT IMPSAT	Proprietary Satellital LAN Driver for Host
HMODBUSB	Modbus (RTU) Network Driver for Host Machines
NETBIOS	Network Driver Host Machines
HNETWORK	Proprietary Network Driver for Host Machines
SIMPSAT IMPSAT	Proprietary Satellital LAN Driver for Slave Machines
HMODBUSB	Modbus (RTU) Network Driver for Slave Machines
SNETBIOS	Network Driver for Slave Machines
SNETWORK	Proprietary Network Driver for Slave Machines
TUNITELW	Telemecanique UNI-TELWAY Network slave drive
UUTICOR	Uticor Display RS-422 Driver
WACTION	External Driver for ACTION Instruments boards
WADTECH	External Driver for ADVANTECH boards
WAXIAL	External Driver for AXIAL electronica boards
WDATATRL	External Driver for DATA TRANSLATION boards
WINTER	External Driver for INTERTEK modules
WITK	External Driver for Intelatron boards
WPEC	External Driver for PEC electrónica boards
WPMK	External Driver for PMK devices
WSINGFUL	External Driver for SINGULAR boards
WTECMO	External Driver for TECMOCONTROL boards
XABBT200	External Driver for procontic T200
XFOX761	External Driver for FOXBORO 761 cna/761
XFPMOD FISCHER & PORTER	modular controller drives
XIEARING	External Driver for IEA Ring devices
XIMPACC IMPACC	System communications Driver

XIZUMIFA	IZUMI FA-1/1 j/2/2j peer to peer drive
XIZUMINT	IZUMI FA-1/1 j/2/2j Network communication driver
XMODBUSA	Gould Modicon Modbus ASCII Protocol Driver
XMODBUSB	Gould Modicon Modbus RTU Protocol Driver
XMP90	Master Piece 90 Device Driver
XOMROM	OMROM Sysmac C20H/C28H/C40H Protocol Driver
XOPTOMUX	External Driver for OPTOMUX DEVICES
XPEC	PEC RTU communications Driver
XROC300	FISCHER ROC 300 Protocol communications Driver
XSCOOTER	Scooter Devices Interface Driver
XS5CP521	SIEMENS Simatic S5-90U/S5-100U Protocol Driver
XS5CP524	SIEMENS Simatic S5-11U/S5-155U Protocol Driver
XSAIAPCA	External Driver for SAIA PCA Series
XSAIAPCD	External Driver for SAIA PCD Series
XSAMI	ABB Drives SAMI point to point Protocol
XSCD80	CAIPE SCD 80 Programmable Controller Driver
XSCOOTER	Scooter Devices Interface Driver
XTIS305	External Driver for TI-305 PLC Series
XTIS405	External Driver for TI-405 PLC Series
XTIS505	External Driver for TI-505 PLC Series
XTXM	TECPET Automacao de Terminais S.A. TXM Driver
XUCTRL	Microcontrol PLC Series Communication Driver
XUDC3000	External Driver for HONEYWELL UDC3000 controllers
XYOKOUT	Yokowaga UT- Series Controller Interface Driver
XYOKS100	Yokowaga YS100- Series Controller Interface Driver
YMORETTI	Moretti weight measurement Driver
YINTCOD	SERVO-POWER INTERCOD model weight measurement driver
YSERAC	SERAC Intelligent measurement driver
YSPower	Servo-Power Weight measurement Driver
YTECMES	TECMES DIG-02 weather station Driver

Estos son solo algunos de los existentes en el Mercado, con características específicas para cada dispositivo. Sin embargo, para conocer las diferencias, posibilidades, ventajas y desventajas entre un protocolo abierto y un protocolo propietario, es necesario ahondar en la configuración de una red de comunicaciones industrial, y las capacidades de cada tipo de protocolo para diferenciarlos.

## **“FIELDBUS” LA RED DE CAMPO**

La Red de Campo o Fieldbus (Barra o Bus de Campo) es un nombre genérico para una cantidad de protocolos de campo o protocolos industriales. Una Red de Campo es una red digital de comunicaciones serie, multipunto, bidireccional, compartida por diferentes elementos de campo (controladores, transductores, actuadores y sensores), que permite la transferencia de datos e información de control entre estos elementos primarios de automatización, control y monitoreo, con elementos de más alto nivel tales como los DCS (control distribuido) y los SCADA. Cada dispositivo de campo es un dispositivo inteligente que tiene su propia capacidad de computación y es capaz de ejecutar funciones sencillas tales

como diagnóstico, control, mantenimiento, así como capacidad de intercomunicación con elementos de más alto nivel; estos dispositivos, como se ha venido mencionando, se conocen con el nombre de “dispositivos electrónicos inteligentes (Intelligent Electronic Device, IED). En esencia, la red de campo reemplazará las redes de control centralizado por subredes de control distribuido.

Red de Campo	Foundation	WorldFIP	Profibus PA	CAN
Velocidad	31,25 kbps (H1)	31,25 kbps; 1 y 2,5 Mbps	31,25 kbps	Hasta 1 Mbps
Operación	Una Maestra; Múltiples Maestras	Productor/ Consumidor	Maestra/Esclava Par a Par	Par a Par
Max. Distancia sin repetidores	1,9 km	2 km/31,25 kbps	1,2 km	40 m/1 Mbps 1 km/20 kbps
Tamaño Formato	14 a 275 octetos	1 a 128 octetos	250 octetos	8 octetos fijo
Método de Acceso	Pase de Contraseña (token)	Barra Radiante	Pase de Contraseña (token)	CSMA/CD
Tipo de Cable	Par Trenzado	Par Trenzado	Par Trenzado	Par Trenzado
Estándar de Capa Física	IEC 1158	IEC 1158-2	IEC 1158	Voltaje Diff. Balanceado
Estándares Aplicables	IEC 1158 ISA S50	IEC 1158-2	DIN 19245	ISO 11898
Aplicaciones	Automatización de Procesos	Control de Procesos en Tiempo Real	Automatización de Procesos	Sensores/Ac- tuadores, Automóviles

En la Figs. 11 y 12, se muestra la diferencia entre una red industrial y una Red de Campo, respectivamente.

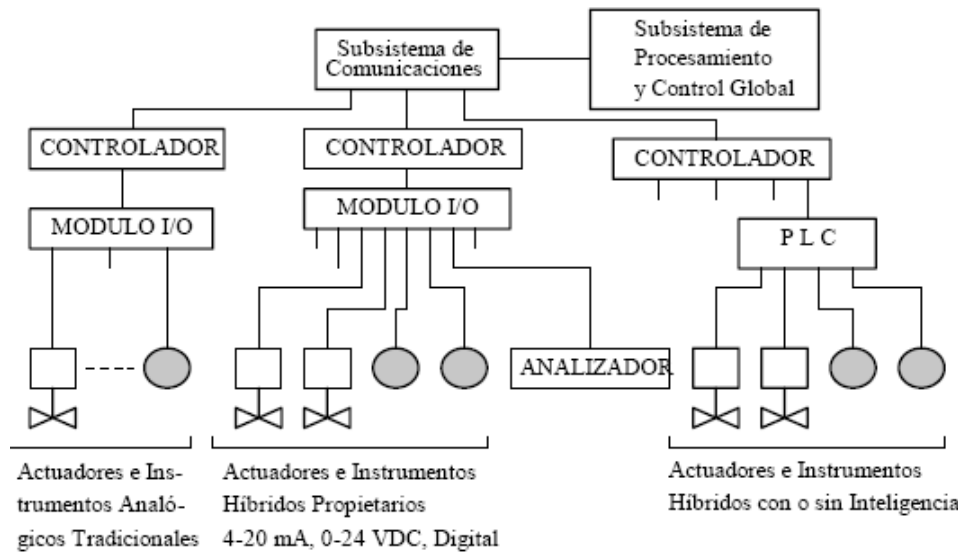


Figura 11. Configuración de un sistema Industrial

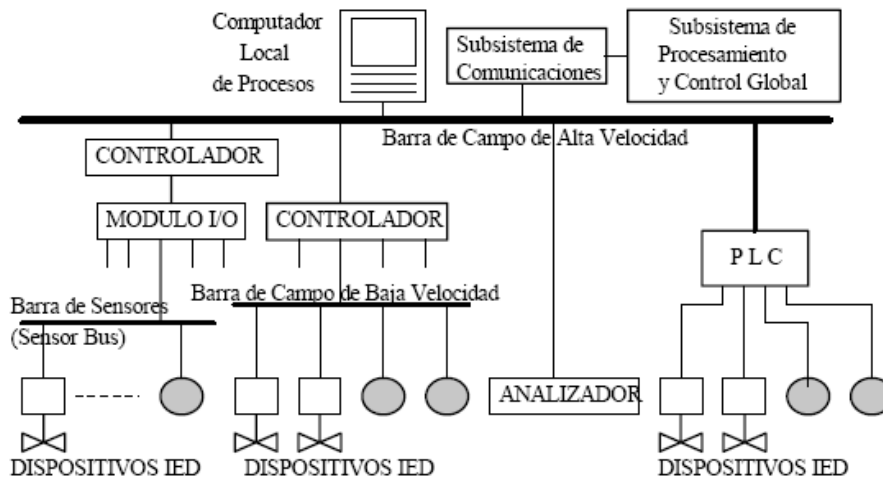


Figura 12. Configuración con la Red de Campo de un Sistema Industrial.

### Características Básicas de la Red de Campo Estándar

La red de campo estándar deberá tener las siguientes características básicas deseables:

- Modo de Transmisión serie asincrónica, HDX/FDX y una variada gama de velocidades de transmisión en los niveles de adquisición, transmisión y procesamiento
- Protocolos relativamente simples y limitados, y de fácil configuración. Abierto, interoperable, multivendedor y con especificaciones disponibles sin acuerdos de licencia
- Funcionamiento en tiempo real con prestaciones (performance) predecibles
- Estado de las estaciones accesible en cualquier momento
- Intercambio de mensajes con y sin confirmación
- Bajo costo de instalación y mantenimiento, e independencia de los fabricantes
- Servicios de conformación/verificación independientes y con reconocimiento
- Versatilidad para atender simultáneamente procesos continuos y discretos, que impliquen mejores tiempos de respuesta, optimización de las distancias de cableado, seguridad intrínseca, etc.
- Capacidad de aplicación en el campo de la generación y transporte de energía eléctrica

La red ideal deberá contar con las siguientes funcionalidades:

- Velocidades de Transferencia apropiadas. En SP50 se han normalizado tres velocidades: 31,25 kbps, 1 Mbps y 2,5 Mbps o mas.
- Distancias Máximas optimizadas para cada nivel de operación (adquisición, transmisión y procesamiento). En SP50 la máxima distancia permitida entre dos dispositivos sobre par trenzado es de 1900 m a 31,25 kbps, 750 m a 1 Mbps y 500 m a 2,5 Mbps
- Codificación y Transmisión Digital de Datos. Transmisión Serie, Sincrónica, HDX. Se utiliza el código Manchester
- Topologías: barra, árbol y punto a punto
- Características Eléctricas, Mecánicas, Funcionales y de Procedimiento
- Requerimientos para los diferentes componentes de la red, por ejemplo, seguridad intrínseca y alimentación de potencia



- Configuración del medio físico para alcanzar una gran integridad en la transmisión (medios para control de error) y para la interoperabilidad e intercambiabilidad de dispositivos
- Establecimiento/Desconexión del enlace lógico
- Direccionamiento de Estaciones (Nótese que el direccionamiento es una función de la Capa Red OSI, pero como esta capa no está definida en la barra de campo esa función se realiza en la Capa Enlace)
- Conformación de las tramas
- Control de Error y Flujo en el enlace
- Dos Subcapas de Enlace: Control del Enlace de Datos (FDLC) y de Acceso al Medio (FMAC)
- Recursos para la Transmisión eficiente y segura de mensajes (Códigos CRC) Capa Aplicación
- Servicios: normalización y secuenciamiento de bloques funcionales y descripción de los dispositivos de campo
- Modelo Cliente-Servidor
- Interfaces Usuario/ Paquetes de Mercado (Algunas veces se considera este renglón como una Capa de Usuario superior a la Capa Aplicación)

Por lo anteriormente descrito y para llegar a una Red de Campo Estándar es necesario la consideración de un protocolo abierto que funcione con la mayoría o todos los dispositivos integrantes del sistema. La red de campo estándar tiene muchas ventajas que benefician al usuario final. La ventaja principal, y la más atractiva de ellas, es la reducción en los costos de capital. Estos costos tienen lugar en los renglones de costos iniciales, costos de mantenimiento y prestaciones del sistema.

*Reducción de Costos Iniciales.* Una de las principales características de la red de campo es la reducción en el cableado, en los costos de instalación de los dispositivos de campo y en la puesta a punto del sistema. Como la red de campo es, básicamente, una red multipunto, ella permite una reducción de 5 a 1 en los costos de alambrado e instalación, pues la red de campo requiere menos materiales y personal para la instalación.

*Reducción de Costos de Mantenimiento.* El hecho de que la barra de campo sea menos compleja que los sistemas convencionales, implica una menor necesidad de mantenimiento. En efecto, la simplificación de los sistemas significa que la confiabilidad a largo plazo del sistema ha aumentado. En la red de campo es posible examinar todos los dispositivos del sistema para determinar su estado y la interacción entre dispositivos individuales. Como consecuencia, es más fácil descubrir el origen de fallas, por ejemplo, a la vez que se mejoran las labores de mantenimiento. Todas estas operaciones pueden hacerse mediante diagnósticos en línea, lo cual simplifica el mantenimiento predictivo y la calibración remota de dispositivos de campo.

*Mejoramiento de las Prestaciones del Sistema.* La red de campo le permite al usuario una completa flexibilidad en el diseño del sistema. Algunos de los algoritmos y procedimientos de control que en los sistemas convencionales están contenidos en los programas centrales de control, pueden ahora residir en los dispositivos de campo individuales. En consecuencia, se reducen los costos y la expansión del sistema es mucho menos complicada.

Uno de los aspectos que está siendo actualmente objeto de un gran debate, es lo concerniente a la “interoperabilidad” y la “intercambiabilidad”. La interoperabilidad y la intercambiabilidad son características deseadas para las redes de campo, pues permiten al usuario cierta libertad en la selección de instrumentos de campo de diferentes fabricantes para la misma red y para las condiciones de operación normales. La interoperabilidad (o la intercambiabilidad) implica también la capacidad de agregar o remover dispositivos en la red sin modificar o revisar los programas (software) asociados.

Nótese que “interoperabilidad de dispositivos” no es lo mismo que “intercambiabilidad de dispositivos”. Con la interoperabilidad, se puede reemplazar sin problemas un dispositivo de un fabricante dado por un dispositivo similar de otro fabricante. La intercambiabilidad, por otro lado, es la habilidad para reemplazar exactamente un dispositivo de un fabricante por un dispositivo de otro fabricante. Muy pocas veces, por razones obvias, dos fabricantes pueden o quieren producir dispositivos idénticos; por lo tanto, desde el punto de vista de los fabricantes, la intercambiabilidad es más restrictiva y menos deseable que la interoperabilidad. Mirado desde el punto de vista del usuario, la intercambiabilidad es preferible a la interoperabilidad, pues la intercambiabilidad le proporciona la más completa libertad en la selección de dispositivos en una aplicación dada.

En resumen, los dispositivos de campo (interoperables o intercambiables) que manejen un protocolo abierto, producidos por diferentes fabricantes le permitirán al usuario seleccionar en forma óptima los elementos que cumplan con sus requerimientos para una buena estrategia de control, operación y monitoreo flexibles, y capacidad de configuración y diagnóstico remotos.

## Capítulo 2 Introducción a la norma IEC 61850

Las telecomunicaciones desempeñan una función de primordial importancia en la implantación de los modernos sistemas de Automatización Industrial. Esta función es vital para aquellas empresas cuyas operaciones se encuentran dispersas geográficamente, como es el caso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, la supervisión y control de instalaciones petroleras, patios de tanques, poliductos, refinerías, industria fabril, etc.

La Red de Telecomunicaciones para la Automatización Industrial tiene como objetivos:

- (a) La recolección de datos, instantáneamente desde las localidades remotas
- (b) La transmisión de los datos hasta los Centros de Control de Operaciones y de Procesamiento de la Información
- (c) Proveer los recursos para aumentar la confiabilidad y seguridad en los procesos de producción mediante detección temprana de condiciones de alarma, supervisión y control continuo de procesos de alto riesgo, verificación del estado de las instalaciones y seguimiento de las condiciones de operación de estaciones remotas.
- (d) Proveer paralelamente Servicios de Transmisión de Voz e Imágenes

Para cumplir con estos objetivos la red integrada de comunicaciones debe estructurarse con base en una arquitectura bien definida y bajo las premisas de racionalización, conectividad, calidad y confiabilidad.

Pero en una empresa no automatizada estas condiciones y la interacción entre los diferentes niveles en los que se compone están casi desconectados entre sí. La poca integración se debe a todas o algunas de las siguientes causas.

- **Diversidad de marcas, sistemas operativos, protocolos de comunicación y bases de datos.** Algunos de estos protocolos de comunicación son primitivos, ineficientes y específicos para la transmisión de una información predeterminada. Específicamente, en el Nivel Operacional puede existir toda una variedad de protocolos industriales poco o nada compatibles entre sí.
- **Dispersión de datos con redundancia parcialmente controlada.** En algunos casos la misma información es representada por varias formas distintas (nomenclaturas diferentes) lo cual obliga a mantener tablas de conversión con los consiguientes problemas de actualización manual de las tablas.
- **Necesidad de grandes esfuerzos para el soporte y mantenimiento** de la estructura tanto en equipos (hardware) como en programas (software), cuya obsolescencia es rápida.
- **La interacción** con los diversos sistemas a través de interfaces de usuario disímiles y poco amistosas.
- **Poca integración entre las áreas de control** de procesos, informática e instrumentación debido a la rápida evolución de cada área. Los avances en Electrónica, Informática y Telecomunicaciones, impulsarán y estimularán cada vez más la necesidad de integración.

- El objetivo de la integración de la información en los tres Niveles es entonces la creación de un sistema distribuido con una alta conectividad e interoperabilidad.

Para la integración completa de los Niveles Operacionales, Tácticos y Estratégicos se requiere una infraestructura sólida de comunicaciones que comprenda:

- --- Redes orientadas al control local
- --- Redes orientadas al control supervisor
- --- Redes orientadas al soporte de la planificación, ingeniería, gerencia y administración
- --- Interconexión con Redes Externas a la Empresa; mantener una visión integrada de los sistemas, tanto desde el punto de vista del modelo del flujo de datos como desde el punto de vista de la integración de los procesos.

En resumen, el problema actual es que no todos los fabricantes de sistemas PLC e IED (sensores, actuadores, instrumentos de campo, etc.) soportan todos los protocolos existentes o comparten protocolos comunes.

En este momento, en el diseño de un sistema de automatización y control, hay que seleccionar primero los elementos IED y después buscar al fabricante de los sistemas de control (DCS, PLC y SCADA) que puedan soportar esos elementos. Esto a menudo es lo opuesto a la forma lógica de emprender el diseño de un sistema, en el cual se enfatiza el concepto de control global donde la selección de los elementos de campo sería una de las últimas fases. Un ejemplo práctico ilustra la situación actual: para el sistema de control de una subestación eléctrica el diseñador especifica relés de protección SEL (Schweitzer Engineering Laboratories), relés ABB de protección de alimentadores, monitores GE Multilin de calidad de potencia, medidores PLM (Precision Measurements Labs) y un PLC Modicon. Pero los relés SEL se comunican mediante un formato ASCII propiedad de SEL; los relés ABB, los monitores GE y los medidores PLM utilizan el protocolo DNP 3.0, y el PLC Modicon se comunica mediante el protocolo Modbus.

Esta situación es la que se desea evitar, pues en las actuales condiciones el diseñador queda atado a un fabricante pues tiene que elegir, por ejemplo, el PLC Modicon y todos los elementos de campo deberán comunicarse con el protocolo Modbus.

Hasta hace poco se podían encontrar toda una variedad de redes que efectuaban funciones de una red de campo; pero cuando se hacía referencia a una Red de Campo o Fieldbus, se hablaba de redes que estaban en proceso de normalización por diversas organizaciones, tales como la Sociedad Americana de Instrumentación (ISA), el Instituto Americano de Normas Nacionales (ANSI) y otras entidades de Europa y Japón, hasta que la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) desarrollo la norma **IEC 61850** cuyo objetivo es definir un estándar abierto único que permita la intercomunicación entre y con dispositivos de campo en la forma más versátil independientemente de las diferentes marcas comerciales en existencia.

## 2.1. DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEC 61850

La necesidad de un protocolo de campo estándar único se justifica en los proyectos de automatización de procesos integrados desde el nivel de campo hasta el nivel gerencial y corporativo. La optimización de estos sistemas se logrará cuando a todos los niveles se maneje este protocolo de comunicaciones abierto y compatible con el Modelo de Referencia ISO/OSI.

Para que se tenga una idea de las tareas que gracias a la normalización por medio de la IEC 61850 se han conseguido conjuntar, a continuación se listan algunos de los protocolos base presentes en el mercado: Fieldbus Foundation, Bitbus, WorldFip (World Factory Instrumentation Protocol), Profibus (Process Fieldbus), CAN (Controller Area Network), Interbus-S, DeviceNet, Seriplex, AS-Interface, ARCnet, ControlNet, PNET (Process Automation Net), SDS (Smart Distributed System), ASI (Actuator Sensor Interface), Sensoplex, FlexNet, LonWorks (Local Operating Network), CEBus (Consumer Electronic Bus), SERCOS (SERial Real-time Communication System), DIN-Meßbus (DINMeasurement Bus), etc.

Estos protocolos han sido diseñados en diferentes épocas, por diferentes compañías y para diferentes propósitos, y la selección de uno era más bien un asunto de requerimientos y preferencias.

Muchas veces, la mejor manera de enviar un mensaje es mandándolo directamente, sin ninguna conversión entre el emisor y el receptor. Hoy en el ámbito de las comunicaciones en subestaciones, todos los protocolos mencionados pueden ser recibidos a través de *convertidores de protocolos*, sin embargo, estos pueden producir errores en el mensaje e introducir retrasos. La gran cantidad de protocolos hacen que el desarrollo tecnológico tenga que crecer, en especial por parte de los fabricantes y aumentan los costos de operación y de mantenimiento.

Desde 1995, cerca de 60 expertos de 14 países habían estado buscando enfrentar la problemática en tres grupos de trabajo del Comité Electrotécnico Internacional (IEC). Ellos respondieron al reto y crearon un único, global y probado a futuro, estándar para las comunicaciones en subestaciones; la **IEC 61850**; Altos objetivos fueron considerados para este estándar entre los que destacan:

- Cubrir toda la información de la subestación en pequeñas unidades digitales para el manejo de procesos, que incluye transductores digitales, sensores y actuadores colocados directamente.
- Apertura para la extensión de información que pudiera ser comunicada en el futuro de acuerdo al principio: *todo lo que es conocido es incorporado, y lo venidero podrá ser adaptado de acuerdo a las reglas acordadas.*
- Prevención para la transmisión de alta eficiencia de datos a futuro.
- Promover la idea de interoperatividad en sistemas superando los estándares conocidos. Los requerimientos técnicos y la sustentabilidad de productos cuya vida de servicio están comprendidos en el protocolo.

El estándar es ahora una realidad. Usuarios y fabricantes se han visto envueltos en la estandarización desde el principio, y han tomado parte en proyectos piloto y en pruebas de interoperatividad realizando los respectivos informes y cuestionamientos.

## **Ventajas**

- Define un solo protocolo para toda la subestación.
- Soporta todas las funciones; control, protección y monitoreo.
- La arquitectura esta probada a futuro, por lo que asegura la inversión
- Es un estándar mundialmente aplicable y aceptado – La llave única para los sistemas inter operables,
- Define los requerimientos de calidad (rentabilidad, viabilidad del sistema, integridad de los datos, seguridad, etc.), condiciones ambientales, y los sistemas auxiliares del sistema
- Especifica el proceso ingenieril y sus herramientas de soporte, ciclo de vida del sistema y los aseguramientos de calidad requeridos y mantenimiento de todo el sistema de la subestación.
- Plantea las pruebas de conformación de los productos,
- La flexibilidad permite la optimización en la arquitectura del sistema (tecnología escalable)
- Utiliza tecnología actualmente disponible como ethernet y sus componentes de comunicación.
- Permite la utilización de una estructura comun de comunicaciõn, desde el centro de comunicaciõn a las variables de campo.

## **La idea detrás del Estándar**

Producir un estándar para la comunicación en una subestación y asegurar la interoperatividad tal vez suene simple, pero fueron dos los grandes retos:

- El estándar tenía que adaptarse a los cambios en la tecnología de comunicación. En otras palabras, los cambios no tendrían que derivar en la revisión del estándar.
- Un integrador de sistemas debería ser capaz de configurar un sistema fácilmente.

Los elementos para un estándar de prueba a futuro son:

- Comunicación orientada a objetos.
- Separación de las funciones relativas a la aplicación y los métodos de comunicación.
- Procesamiento independiente de la información de configuración del sistema de automatización.

El sistema orientado a objetos dentro de las comunicaciones esta en voga tanto en software como en hardware. Cada objeto es una funcion o parte de una funcion, y el objeto intercambia datos con otro objeto u objetos para que la función sea ejecutada.

La automatización de Subestaciones se ha beneficiado de la tecnología de computo y particularmente de la tecnología de comunicaciones. Mientras que los procesadores doblan su capacidad cada dos o tres años cuando la tasa de transmisión de datos también se incrementa un factor de 10 las funciones de automatización y los datos que envuelven sufren un severo cambio. Por ejemplo, por décadas, una función de sobrecorriente ha tenido a la corriente como un dato de entrada y a la señal de rastreo como dato de salida, acompañada de datos de configuración como la corriente y la configuración de tiempo. Para que la automatización de una subestación tome ventaja de los cambios tecnológicos, los datos son estandarizados en la IEC 61850 y son independientes del sistema de comunicación.

### **Modelo de Datos**

Los Modelos se han convertido en parte importante de la ingeniería aunque tomen demasiadas formas. Un modelo generalmente provee cierta información sobre equipo o pieza o del proceso mismo; para un transformador la ecuación

$$\text{Voltaje primario} / \text{Voltaje Secundario} = N \text{ vueltas del primario} / N \text{ vueltas del secundario.}$$

Este es un modelo que explica en terminos simples como funciona un transformador.

Para cada función, La IEC 61850 tiene un modelo del dato. Cierta dato específico tiene un nombre que comprende las tres partes que el estándar identifica, estas son: nodo lógico, el dato objeto y el atributo, como se explicara a detalle en el capítulo siguiente.

### *2.2 Historia del IEC 61850*

El Comité Electrotécnico Internacional; comité técnico 57 (TC57) ha desarrollado una serie de estandares que confirman un Modelo de Información Común para describir sistemas de potencia (IEC 61970) y equipo de procesos de distribución (IEC 61968); programando interfaces para la integración de aplicaciones (IEC61970) y protocolos de distribución (IEC 60870-5), transmisión (IEC60870-6) y de automatización de subestaciones (**IEC 61850**).

Estos estandares tienen y tendrán un profundo impacto en la manera en que la tecnología moderna es y será aplicada para el manejo y mantenimiento a través de SCADA y por supuesto en el esquema de protecciones. Es por eso que el conocimiento de las bases de estos estandares y el entendimiento del gran impacto que tendrán en el futuro inmediato en las subestaciones y en la automatización es crítico para el que se desarrolle o intente adentrarse en la ingeniería eléctrica industrial.

En noviembre de 1991 Robert Metcalfe, el inventor de Ethernet, abrió la clave para un grupo dedicado al uso de los estandares de comunicaciones en la manufactura con el siguiente comentario:

“Los estandares son grandiosos, todos deberían tener uno”<sup>1</sup>. Para este tiempo, los aplicadores habían estado ocupados implementando esta estrategia por algún tiempo y habían concluido en cientos de protocolos en sus sistemas de potencia; diferentes e

---

<sup>1</sup> Corporación para Sistemas abiertos MAP/TOP Reunion User Group, Noviembre 18, 1991. Hyatt-Regency Reston, VA.

incompatibles, muchos de estos protocolos estaban basados, ya sea, en protocolos propietarios, o bien, en protocolos de usuario. No es necesario aclarar, que el costo para la integración de sistemas que tienen demasiados protocolos, es demasiado caro.

Desde entonces, el progreso significativo se hizo para reducir la inmensidad de protocolos existentes para dar paso a sistemas de automatización de subestaciones a través de pequeños protocolos.

Desde entonces, se ha hecho importantes avances tratando de “echar abajo” la gran cantidad de estándares que se emplean en los sistemas de potencia dando paso a un estándar pequeño, efectivo y escalable.

Antes de este importante desarrollo se crearon importantes estandares que resolvieron bastante bien los problemas de la intercomunicacion, por ejemplo: Distributed Networking Protocol Number 3 (DNP3)<sup>2</sup>, el Intercontrol Center Communications el Protocolo (ICCP per IEC60870-6 TASE.2)<sup>3</sup>, y el Utility Communications Architecture version 2 (UCA@42.0 - per IEEE por nombrar los mas destacados en el ambito de la automatizacion.

El continuo avance de la informatica ha permitido el decaimiento en el costo de implementar interfaces de comunicación hasta el punto en que concentradores de información y “gateways” se han convertido en reemplazos efectivos de grandes UTR’s. Mientras se utilizaban estos estandares en comunicación también se hacia notable la necesidad de uniformizar los protocolos para la intercomunicación, tal como fue expresado por el Instituto de Investigaciones de Eléctrica de Potencia (EPRI, por sus siglas en ingles) en su proyecto UCA. Los dispositivos entonces estaban preparados para comunicarse con computadoras, pero las aplicaciones relacionadas a estos, eran muy caras para integrarse con otras aplicaciones en diferentes computadoras.

A principio de 1990 el Comité Tecnico numero 57 (TC57) del IEC grupo 3 (WG3) tomaron a su cargo el desarrollo de una serie de estándares designados IEC60870-5 para especificar protocolos para el telecontrol en Unidades Terminales Remotas (UTR’s), otros dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED’s) y aplicaciones en centros de control. La especificación DNP fue la principal después de que incluyera características especiales para los desarrolladores y satisfacer las necesidades del mercado. Sin embargo, El EPRI noto que faltaba algo mas para ser desarrollado ademas de el encriptamiento y la secuencia de los bytes a través del canal de comunicación, si es que se queria cumplir la meta de integración completa.

Esto trajo como consecuencia el desarrollo del UCA2, estándar basado en la estructura de las especificaciones del mensaje (MMS, manufacturing message specification).

Todos estos estándares estaban encaminados a resolver el problema de interoperatividad entre dispositivos y ordenadores. Y todos lograron importantes avances en este ambito. Sin embargo, solo el UCA 2.0, fue mas alla de cómo era la estructura de bytes en los canales de comunicación, especificando como las aplicaciones deberian organizar los datos vía Modelos de Objetos Genericos para Subestaciones y Equipo de Alimentación (Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment GOMSFE) y como las aplicaciones deberian usar primitivos servicios para implementar complejas funciones aplicadas como reportes excepción, selección antes de operar (SBO; select-before-operate) y como aplicar el Modo de Servicio de Aplicación comun (Common Application Service Model CASM). Figura 1. Cabe mencionar



que desde su publicación como Reporte Técnico del IEEE en 1999 UCA 2.0 ha ido migrando hacia el estándar IEC 61850. El trabajo futuro sobre el UCA 2.0 ha sido auspiciado por el Comité Electrotécnico Internacional (IEC).

La distribución en capas del IEC 61850 permite estructurar por separado las funciones que incumben solamente a los sistemas de potencia y las funciones de comunicación y redes. El concepto de capas en los protocolos de comunicación se ha convertido en un modelo universalmente aceptado, desde la ubicuidad en protocolos de Internet (TCP/IP) a procesos y redes de control industrial, y por supuesto en protocolos en sistemas de potencia. Esto ofrece la posibilidad de desarrollar por separado cada una y eficientarlas de manera única y respectiva.

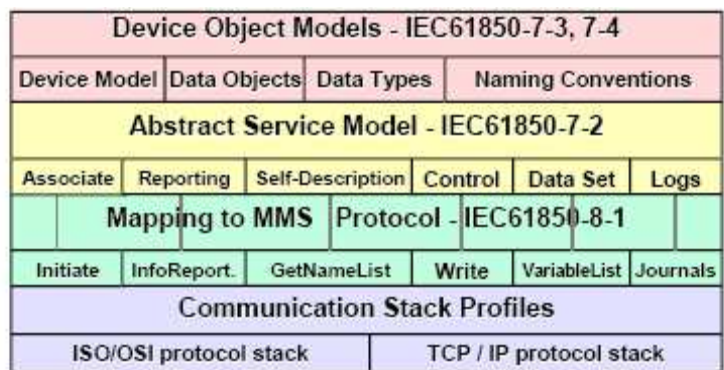


Figura 1 Descripción del estándar por Capas.

### ***Interfaz de Aplicación Programable***

La adopción del sistema operativo Windows de Microsoft encamino al mercado industrial, que manejaba un sistema para sus propias aplicaciones, a finales de los 80's. Estos software, requerían también del desarrollo de aplicaciones para la comunicación que también trabajaban con esa sola aplicación. En 1989 una compañía llamada Wonderware introdujo un producto llamado "En contacto" (In touch), que en lugar de requerir el desarrollo de un driver único que trabajara con esa sola aplicación, soportaba un estándar de Windows, el API, llamado Intercambio dinámico de datos (DDE; dynamic data Exchange) para la intercomunicación de dispositivos.

Esto permitió el desarrollo de drivers de comunicación que no solo soportara el "In touch" sino que también, otros productos que soportaran el DDE API, como hojas de calculo, procesadores de palabras, etc.

El resultado fue una significativa reducción en el costo de la implementación. Esta reducción de costos fue un importante detonante para la industria de la automatización y en especial del software especializado, que ya integraba como un hecho la interacción DDE.

Cuando el uso del DDE se incremento, los beneficios que se desprendían de su uso encontraron un tope. Los usuarios se veían limitados, dada la naturaleza de la interfaz DDE que provenía de Windows, ya que no fue diseñado para lo que se le estaba empleando. El DDE es un método muy general de transmisión de datos entre aplicaciones Windows, aunque sin ninguna definición clara de la estructura de los mismos. Como resultado se volvió sumamente complicado configurar el DDE para perfeccionar la codificación compleja.

En respuesta a esto, un grupo de proveedores lanzaron una especificación en 1996 para un nuevo tipo de estándar API basado en una mejor y mas apropiada forma de comunicación y enlace de objetos (OLE: ObjectLinking and embedding) que Microsoft ha desarrollado para versiones recientes de Windows.

Esta especificación es conocida como OLE para el proceso de control (**OPC**), en esta forma inicial, OPC conformaba una aplicación tipo cliente para leer/escribir puntos de datos en una aplicación de servidor, para llamar a este y obtener una serie de variables contenidas y para pedir que estos datos fueran detectados cuando el servidor advertía un cambio en su valor o estatus. OPC direccionala la mayoría de funciones directas del DDE ofreciendo un gran desempeño y una especificada y rigurosa interfaz.

OPC además aísla las aplicaciones de la capa de comunicaciones permitiendo bajar el costo de desarrollo, implementación, soporte y mantiene sistemas computarizados que requieren datos de tiempo real de los dispositivos.

No le tomo mucho para que el OPC se volviera práctico, y adoptado por numerosas y diferentes aplicaciones incluyendo los sistemas de potencia. Drivers especializados de comunicación pudieron ser acondicionados a las necesidades de la industria eléctrica, al mismo tiempo que los productos de proposito general que utilizaban OPC seguian siendo utilizados. Desde que las especificaciones del primer OPC fueron dadas a conocer para el acceso a datos en 1996, el estándar ha crecido para abarcar también: históricos, intercambios de datos entre servidores, alarmas y eventos y mensajería de lenguaje específico (extensible markup language XML).

OPC se ha vuelto ubicuo en la industria de la automatización, permitiéndole enlace y la interacción en un entorno conocido.

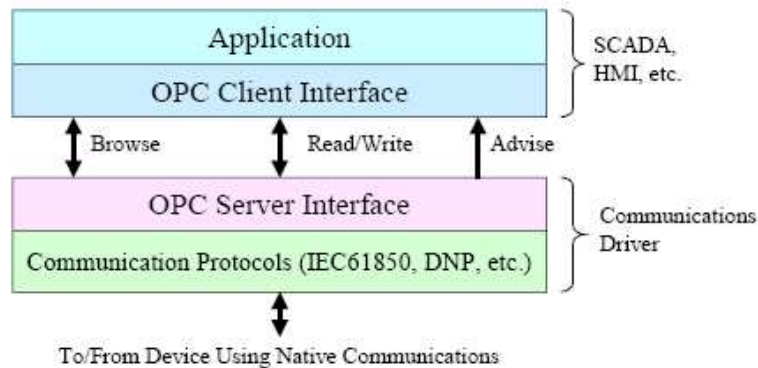


Figura 2. Arquitectura de la Interfaz OPC en una aplicación de comunicación entre dispositivos.

Mientras que el OPC ha tenido gran éxito en el mercado de Windows, sufre en la interacción con otros sistemas operativos como Unix, y dada la gran aceptación de este sistema en la industria de potencia, resultaba un obstáculo para este estándar. Para dar origen a una plataforma independiente que lograra adaptabilidad no solo con Windows, sino también con sistemas Unix, el Grupo de Manejo de Objetos (OMG) desarrollo el 'Data Acces for Industrial Systems'; Acceso de Datos para los Sistemas Industriales (DAIS), especificación que fue publicada por la OMG en el año 2000. DAIS fue desarrollado basándose en OPC como la base aunque estructurado en tres áreas clave: 1) Independencia de la plataforma, 2) Soporte para datos complejos y 3) Soporte para objetos referenciales dentro de un contexto de un modelo común de intercambio de datos.

Con los estándares de comunicación y los estándares API progresando, la habilidad para integrar sistemas sin tener que relacionarse con tecnología propietaria también estaba desarrollándose. Sin embargo, los estándares de comunicación y API seguían contemplando solo comunicación de interoperatividad primaria, no aplicaciones de integración.

En 1993 EPRI inicio una iniciativa llamada el Interfaz programable de aplicación en centros de control (CCAPI por sus siglas en ingles) cuya investigación se centro en encontrar la compatibilidad “Conecta y usa” (Plug-in) para centros de Control lo que derivo en un enfoque de aplicación de integración en lugar de integración de dispositivos. Esto devengo en el Modelo de Información Comun (CIM Common Information Model) que fue base para la identificación específica en el ámbito de los Sistemas de Potencia.

Todos estos adelantos en los sistemas de computación lograron la unificación de un Estándar específico que satisficiera las necesidades y optimizara los recursos de las Subestaciones de Potencia



Figura 3. Modelo que origino la estandarización de subestaciones por medio de la IEC 618850

### **Pasos para lograr la Estandarización.**

En el 2000 la IEC 61850 tuvo una prueba de factibilidad, donde se analizo la base de interoperatividad de dispositivos SIEMENS, ABB y ALSTOM verificada por el FGH alemán, donde se confirmo su eficiencia y calidad en su desenvolvimiento primario. Para el 2001 Se realizaron las pruebas de comandos y la transmisión de datos, a través de la norma IEC 61850, comandos de cierre y apertura, secuencias y comunicación entre dispositivos SIEMENS, ABB y OMICRON fueron comprobadas en la reunión de grupos técnicos en Canadá. Para 2002 se probó la interacción con variables analógicas; intercambio, y disponibilidad entre equipos SIEMENS y ABB de protección y medición, certificados por KEMA. La prueba de interoperatividad se realizo en 2003 con equipos SIEMENS, ABB y Alstom de acuerdo a la

especificación IEC 61850-8-1 y en una subestación piloto: TERNÁ. Dado el éxito de la norma en las diferentes pruebas, a partir de 2004 se empezaron a comercializar los primeros productos cuyo funcionamiento esta basado en la norma IEC 61850, y posteriormente se lograron adaptaciones a modelos antiguos para que pudieran operar bajo los esquemas de la norma; tarjetas de comunicación, módulos adaptables, etc. Sin tener que cambiar el modelo del equipo.

### *2.3 Niveles de Compatibilidad de la Norma IEC61850*

La norma IEC 61850 tiene la mayor compatibilidad en cuanto a sistemas de potencia y subestaciones se refiere, la IEC 61 850 no solo es un protocolo de comunicación, es la estructuración del método de intercambio de información y detallado del mensaje, es la especificación de la manera mas factible para realizar el monitoreo y control dentro de una subestación.

- La norma IEC 61850 satisface todas las necesidades de una subestación de potencia.
- Soporta totalmente las funciones de automatización de subestación, abarca el control, las protecciones y el monitoreo.
- Es un estándar aceptado internacionalmente, pues ofrece solución a todos los sistemas automatización del mundo, pues se contemplaron en su desarrollo las características principales de los mismos.
- La arquitectura esta probada a futuro, prevé futuras extensiones, lo que protege la inversión de los sistemas de potencia, que ante un avance tan rápido y demandante es una característica primordial de los proyectos actuales.
- Emplea las funciones típicas que se han manejado tradicionalmente en cuanto a definición, mantenimiento y nombramiento de los datos así como la integración a nivel superior lo que evita costos en capacitación y actualización.
- Define requerimientos de viabilidad, condiciones y servicios auxiliares del sistema.
- Especifica el proceso ingenieril y sus herramientas de soporte, ciclo de vida del sistema y lo referente a la calidad.
- Provee, mantenimiento e ingeniería de soporte a través del lenguaje (XML) de configuración. , i.e. documentación incluida y especificaciones.
- Intercambio de datos independiente del vendedor.
- La flexibilidad deviene en el mejoramiento de la arquitectura del sistema (Tecnología Escalable)
- Utiliza procesos de comunicación comerciales y de fácil acceso (Ethernet)
- Uso optimo y confiable de la estructura del sistema.

Una de las características fundamentales de la norma IEC 61850 es el cumplimiento fundamental de Interoperatividad, pues contempla estandares comunes de:

- Modelos de Datos
- Modelo de servicios
- Un protocolo estándar
- Estructuras de comunicación
- Intercambio de datos ingenieriles

- Pruebas de versatilidad.

Cabe mencionar que la norma IEC 61850 no ofrece la interoperatividad por si misma, se tiene que hacer la ingeniería apropiada para explotar la funcionalidad de la misma de acuerdo a un proyecto bien diseñado, arquitectura de red bien administrada y distribuida. Es decir provee soluciones para la comunicación, monitoreo, análisis, protección y configuración del proceso independientemente de la tecnología aplicada para este fin.

El sistema estandarizado de la norma es entendido por todos los fabricantes de dispositivos actuales y puede entrar dentro de sus especificaciones. Estos modelos pueden ser plasmados dentro del proyecto inicial, reduciendo tiempo y errores en el proceso. Si la subestación está ya establecida bajo una red Ethernet, esta misma red puede ser reutilizada con un poco de implementaron extra.

En general, el diseño del cableado en una subestación se simplifica porque:

- No se requieren “gateways” para los Dispositivos Electrónicos Inteligentes..
- Los componentes de la red Ethernet son utilizados en grado industrial, necesario para operaciones de alto voltaje en subestaciones y cubren con la característica de ser comercialmente rentables.
- A excepción de tener que realizar ligeras adaptaciones para la protección de interferencias electromagnéticas la red existente puede ser reutilizable
- Menos componentes en el Sistema de la subestación significa menos tiempo de mano de obra y coordinación así como menores retrasos por revisiones.

El Sistema de Control Local define a los equipos primarios y secundarios a nivel bahía a través del archivo de descripción de especificación del sistema (system specification description SSD). Los esquemas de control y protección por bahía pueden ser creados como plantilla o modelo, y simplemente ser modificado para adecuarse a objetos específicos.

En el cableado paralelo convencional, cada par de cables portan solo una señal y los cables estan tendidos de un dispositivo a otro.

Preparar el esquema para estos cables multifunciones, los trazos de soporte, bloques de terminal y adecuando los mensajes entre estos, lleva gran cantidad de tiempo, sin mencionar los dibujos de diseño que tambien se realizan. Con la IEC 61850 los datos son seriados y enviados a través de red ethernet, que es ligero en su estructura y fácilmente compatible con fibra optica. Esta plataforma de comunicacion reduce el cableado y los accesorios en la mayoría de las subestaciones y reduce significativamente la etapa de diseño.

Dependiendo de la Consola de Control Local (SCL), Las plantillas de configuración son simples, parcialmente automatizadas por el proveedor independiente según su esquema de intercambio de datos.

Menor tiempo en la coordinación es necesario para poner en marcha el sistema de control y automatización de la subestación. Porque los errores en el intercambio de datos disminuyen de forma significativa Menos revisiones y configuración son necesarios. Trabajando con un solo y simple estándar, el personal de pruebas no necesitan aprender a utilizar protocolos aislados y poco conocidos, con lo que pueden aprovechar para encontrar y remover faltas en las funciones de automatización. Cualquier error puede ser localizado fácilmente y corregido sencillamente.

Cuando las conexiones son mediante dispositivos electrónicos inteligentes, se crea una red de área local (LAN) particular. En una subestación, las LAN son creadas mediante cables de par cruzado, fibra o un medio inalámbrico conectadas en estrella o en arreglos híbridos. Uno o dos dispositivos integrados en una línea comprenden una pequeña red LAN, mientras que las grandes LAN son creadas directamente conectando o comunicando una o más redes LAN pequeñas utilizando conexiones confiables. La viabilidad del IEC 61850 para utilizar Ethernet es para abarcar los avances tecnológicos que de este medio se desarrollen, por otra parte, vuelve cotidiano el uso de herramientas de visualización y dispositivos que ya existen por conjuntarlos con estas utilidades industriales.

Las Redes de Área Local modernas se implementan con una topología en testrella, aunque generalmente sean representadas como en conexión directa. Esta diferencia toma importancia en la etapa de diseño, cuando la rentabilidad, mantenimiento, tiempo de vida, y costo de los dispositivos son considerados. La figura 4 ilustra la diferencia entre las representaciones lógicas y actuales de las LAN ethernet

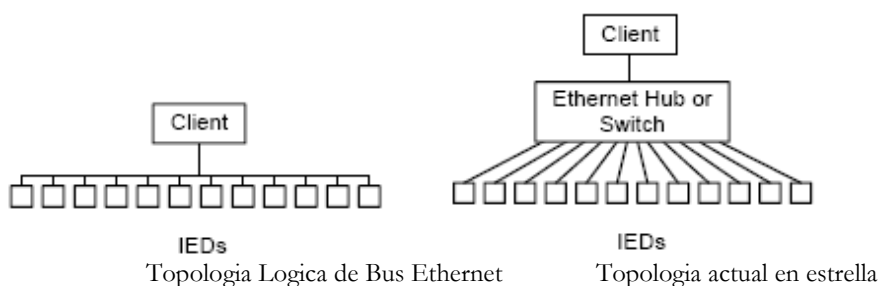


Figura 4 LAN actual contra logica

Otros aspectos a tomarse en cuenta en el diseño de la red son los siguientes:

- Reaccion de la red de automatizacion durante un fallo en Ethernet.
- Comunicación y desenvolvimiento del Dispositivo Electronico Inteligente durante tormenta, “hacking”, y mala calidad del servicio.
- Sobrecarga accidental causada por conexiones externas o un nuevo dispositivo en red, equipo tecnico o de prueba.
- Funcionalidad del IED si el mismo CPU es el controlador de protecciones y comunicación de la red.

Con el trabajo de estandarizacion de la norma, dos Redes de Área Local se estarán considerando; LAN de proceso y LAN de estacion.

La Red de Área Local de Estacion conecta todos los IED’s entre si y los encamina hacia fuera de la subestación o a nivel control supervisorio en una red de gran área (WAN).

La red LAN de proceso, involucra información del Sistema de Potencia no procesada (muestras de corriente, voltaje, y estado de los aparatos) desde los switches de campo a los relevadores y DEI's que procesan la información en mediciones y decisiones. Para las redes LAN de proceso, su desarrollo e implementación abarca unidades de microprocesamiento para la adquisición de datos que actuarán como Transformadores de Corriente, Potencial e indicadores de estado.

#### *2.4 DOCUMENTACIÓN OBLIGATORIA PARA DISPOSITIVOS*

El protocolo IEC 61850 es la estandarización de la industria eléctrica para la normalización de las comunicaciones entre dispositivos de subestaciones de diversos fabricantes.

El IEC 61850 provee interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) para las aplicaciones de protecciones, monitoreo, medición, control y automatización en las subestaciones. La funcionalidad de la automatización está dada por las tareas (de los IED's) y no por el IEC 61850. De esta forma, el sistema de comunicaciones interno de la subestación (Red LAN) es la red troncal de la automatización y el IEC 61850 es una herramienta para el diseño de la automatización. Este protocolo utiliza modelos orientados a objetos para la descripción de los dispositivos y su funcionalidad y la selección de la tecnología de comunicaciones está basada en las especificaciones de usuario, lo cual constituye una de las características más robustas del IEC 61850, como se verá más adelante. La funcionalidad de las interconexiones debe describirse también y se hace mediante la ayuda del software "SCL" ("Substation Configuration description Language" herramienta basada en lenguaje de marcaciones extensibles XML).

En la descripción formal de la subestación y su sistema de automatización, permite a la subestación llevar a cabo la especificación formal y solicitarle al diseñador o integrador del equipo, la implementación. Se distinguen los siguientes pasos en este proceso:

*Funcionalidad:* Se refiere al diagrama unifilar de la subestación y las funciones de control y protección del sistema automatizado.

*Desempeño:* Toma en cuenta los tiempos de reacción de los dispositivos ante cierta cantidad de eventos, así como en cuanto a la confiabilidad y a la disponibilidad de éstos.

*Condiciones:* Establecen la necesidad de contar con interfases para las operaciones de los dispositivos, una distribución sectorizada para la ubicación de controles remotos, de distancias adecuadas entre componentes, suficiente espacio constructivo, blindaje (adecuado nivel de aislamiento) de los equipos y dispositivos, puestas a tierra y lo más importante los tipos y clases de IED's.

**Localización de los nodos lógicos.** Estos nodos están fuertemente relacionados con el sistema de comunicaciones interno de la subestación

**Especificaciones de tiempo respuesta.** Con los parámetros establecidos en las condiciones se obtienen los tiempos críticos y promedio de respuesta y se le asigna a las funciones de los dispositivos (IED's). y al sistema de comunicaciones. Los valores de tiempo utilizados se asocian a probabilidades de ocurrencia de eventos de acuerdo a reglas generales existentes en la industria eléctrica.

Se incluyen en estas especificaciones aspectos como: extensión geográfica, topología de la subestación, existencia de estructuras, patios de interruptores, salas de control para las interfases humano - máquina (HMI's), tipos de interfases de los IED's dependiendo del proveedor (nuevos o existentes), cantidad de redundancias para equipos críticos como las protecciones, etc.

Los requerimientos de diseño en conjunto con las condiciones se definen como **ARQUITECTURA FÍSICA.**

Se puede iniciar el proceso de con la especificación funcional o con las condiciones de alcance (descritas anteriormente). Como se muestra en la siguiente figura:

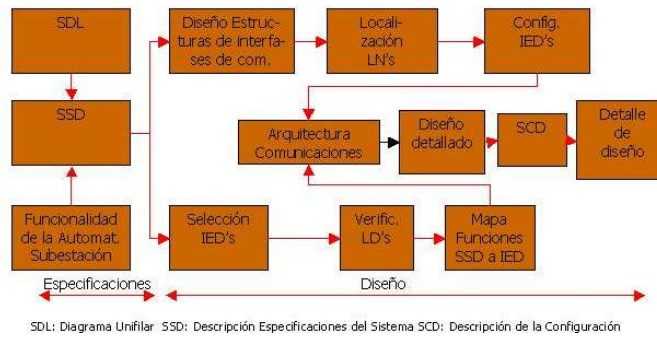


Figura 4

En el primer caso se buscan IED's que cumplan las condiciones de disponibilidad y seguridad. El siguiente paso es de diseñar la arquitectura de las comunicaciones requeridas. Finalmente se ejecuta la ingeniería de detalle. Este método se lleva a cabo cuando los tipos de los IED's es bien conocido. (Figura 4)

En el segundo caso, se inicia el proceso con las condiciones de desempeño requeridas, lo cual determina un mínimo de IED's necesarios en las locaciones de las interfases y su funcionalidad principal. Deben asegurarse criterios de redundancia para protecciones. Si no se asegura la funcionalidad completa, es necesario colocar más IED's, hasta lograrla. Finalmente, se diseña la arquitectura de comunicaciones. Esta metodología se emplea en el caso de múltiples fabricantes y es necesaria la flexibilidad de los IED's. (Figura 4) Para obtener máximo provecho de las herramientas la especificación de traducirse a lenguaje SCL basado en el Sistema de Descripción de Especificaciones (SSD). El SSD es una entrada no ambigua, la cual aumenta la calidad de la especificación y permite la simulación funcional para ver la interacción del LN y tener una base para estimar la carga (ancho de banda requerido) de las comunicaciones, desempeño, completación, etc., antes de que el sistema entre en servicio. Figura 5



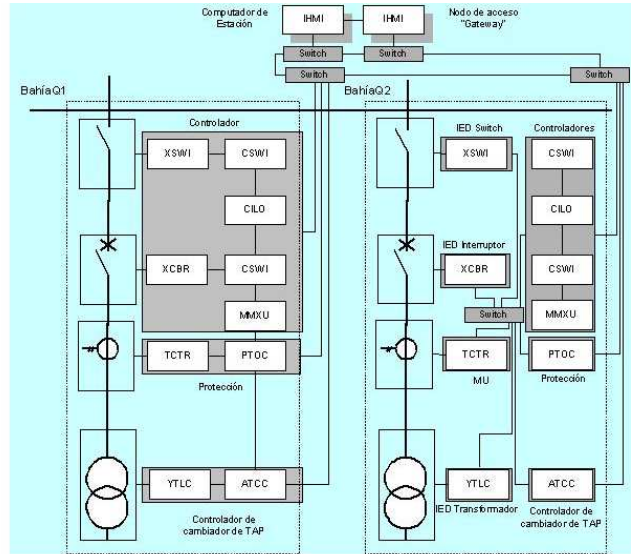


Figura 5

Para evitar puntos únicos de falla, se utilizan dos segmentos de red de comunicaciones que conectan el IED denominado "Merging Unit (MU)" con los IED's de protección y de interruptor principal. Cada uno de ellos se conecta a un switch. Si uno de los segmentos falla, el otro permanecerá operando como respaldo. Este esquema requiere dos redes cercanas que implican dos switches por bahía. La función de control puede implementarse en ambos switches aumentando el índice de disponibilidad del canal de control. *Figura 6*

**Requerimientos de redundancia**

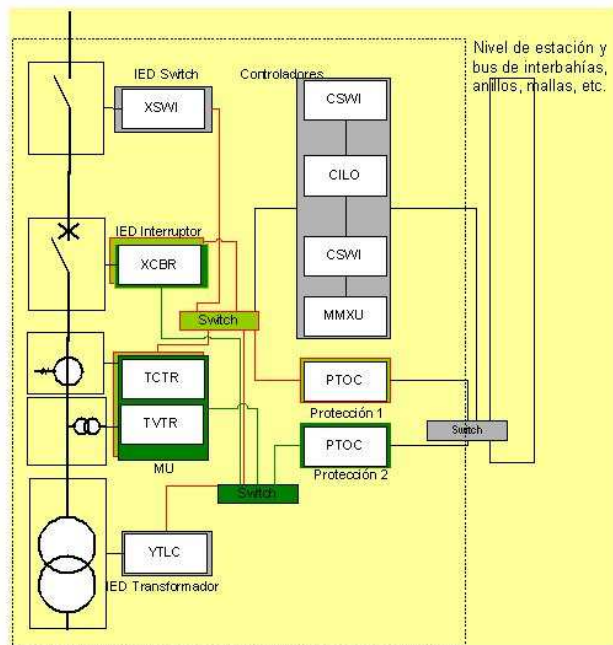


Figura 6

El IEC 61850 requiere que cualquier IED que cumpla su norma provea un SCL (generalmente un archivo) con la descripción de sus capacidades (IED configuration description ICD). Éste puede suministrarse en CD o dentro de su misma unidad.

Es importante que este archivo pueda ser leído por otros dispositivos que cumplan la norma y tengan la herramienta. Además debe poseer una base de datos para el integrador.

El resultado del proceso de diseño para IEC 61850 puede almacenarse en un archivo SCD que contiene las comunicaciones lógicas entre IED's dentro de las subredes y los switches dentro de las subredes.

La ingeniería de detalle en un nivel debe determinar las direcciones de las comunicaciones y detallar el flujo de datos entre IED's en términos de conjuntos de datos y señales de entrada a los clientes. Esto permite reemplazar grandes cantidades de cableado convencional, como se había venido mencionando..

El modelo de datos de IEC 61850 puede ser adaptado a objetos o a ingeniería de señales automatizadas. El archivo con las descripciones de los IED's son bajadas por medio de las herramientas del IED a otros IED's para ser actualizadas. También se actualizan las conexiones entre ellos. El sistema final consiste de la arquitectura de comunicaciones en conjunto con la selección de los IED's

Las soluciones pueden ser diferentes, pero debido a que tienen diferentes funcionalidades, los costos pueden ser los decisivos. La evaluación puede hacerse antes de ordenar los componentes, sin embargo la ingeniería de detalle como la configuración y parametrización de los IED's y del HMI deben ejecutarse siempre.

Como valoración final se tiene que para optimizar el funcionamiento de la subestacion mediante la norma:

- El proceso de diseño es muy similar al común.
- Depende de las condiciones de la topología y de los dispositivos predeterminados.
- Las propiedades de IEC 61850 permiten optimización de bajo costo y soluciones libres de mantenimiento, pero muy confiables.
- Las comunicaciones son escalables dependiendo de la disponibilidad requerida y de la redundancia de funciones de los IED's.
- A la fecha, la libre localización de funciones es muy conservadora. Más libertad de localización de funciones basadas en el "estado del arte" de la tecnología y en la aprobación de las empresas mejorarán la optimización del IEC 61850.

Dada la importancia de cada una de las subestaciones en los sistemas eléctricos de potencia, y en la automatización de los mismos, el “Modelo Objeto” de la norma, define un dominio específico de objetos bien concoidos. El modelo de objetos esta basado en los datos provenientes de sensores y actuadores de la subestacion, por lo tanto el modelo de datos orientado a objetos, no esta odificado en un complejo numero de esquemas sino es provisto por un arreglo jerarquico llamado “nodo lógico” y por datos y atributos identificados terminos alfanumericos mnemonicos.

Define estrictas reglas para extensiones, que son permitidas solo si no se pudiesen modelar por los modelos estandarizados actuales.

Al respecto, todas las extensiones tienen que ser identificadas por un nombre de referencia.

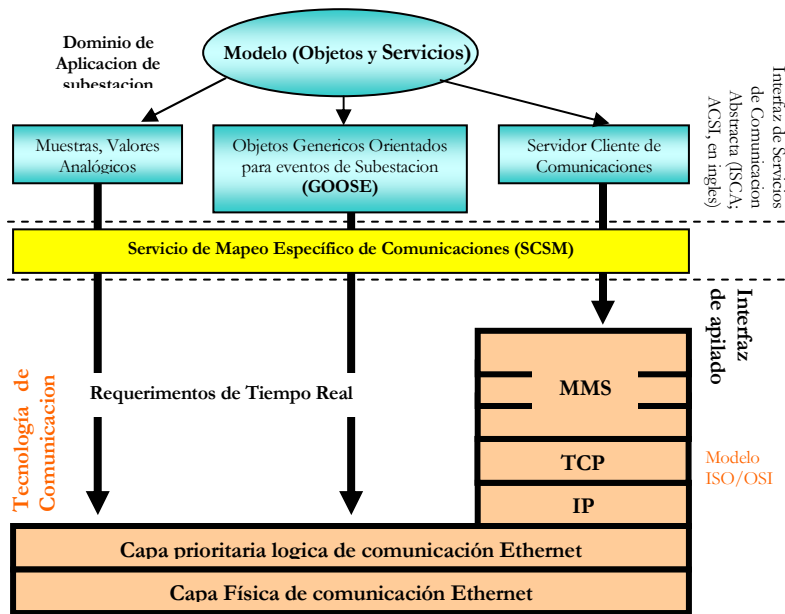


Figura 6.- Modelo de datos y Comunicación (la capa 7 del modelo ISO/OSI esta simplificada, especialmente en cuanto a MMS se refiere)

Además, los operadores en el centro de control y en los programas de control de energía, deben operar con un nivel alto de información semántica. Por lo tanto, al mismo tiempo que que el modelo IEC 61850 es desarrollado para el nivel de subestacion, el Modelo Comun de Información (CIM por sus siglas en inglés) fue desarrollado en el contexto del estandar IEC 61970<sup>2</sup> para el manejo de energía. Desde el momento en que el sistema de automatización tiene que manejar muchos mas detalles comparado con el NCC remoto, este es mas elaborado que el CIM aunque no describe la misma realidad, por lo tanto, el CIM tendra que ser, de alguna manera, un arreglo condensado del modelo en la subestacion. Esto en la medida en que el trabajo en paralelo de ambos modelos se haya provado. La manera de acceder a los datos de servicio de un modo estandarizado, estan encausados a las necesidades de los usuarios. Un ejemplo es el comando de servicio “Seleccionar antes de operar”.

<sup>2</sup> IEC 61970 [7]

El dominio específico del modelo de datos está estandarizado por reglas de mapeo en capas de comunicación compuestas por MMS, TCP/IP y Ethernet. El modelo específico del modelo, garantiza la estabilidad a largo plazo del estándar y de las aplicaciones basadas en él.

El dominio específico del modelo provee datos estandarizados basados en funciones comunes para ser adaptadas en la subestación. En el momento en que los datos y el protocolo de intercambio están estandarizados en un nivel de funcionalidad, la tecnología de implementación, esta oculta y no tiene relevancia para el usuario. Por lo tanto, no solo proveedores diferentes, sino también tecnologías diferentes son compatibles basándose en el intercambio básico de datos.

Especialmente la tecnología de switcheo, y los principios físicos de los transformadores de instrumentación (magnéticos, capacitivos, ópticos) están escondidos detrás del proceso en la interfaz. Este es un beneficio adicional para los usuarios y permite determinados requerimientos en lugar de soluciones complejas.

Como en las modernas herramientas de oficina, la complejidad en la implementación de la norma IEC 61850 está ligada completamente al desarrollo ingenieril de productos y herramientas. El usuario obtiene un simple pero poderoso estándar para resolver los problemas de comunicaciones dentro de las subestaciones y más, sin ir a complicados códigos o incluso al análisis de bits y bytes.

Para configurar un complejo sistema con una gran cantidad de datos y funciones de manera confortable y sin inconsistencias, el estándar IEC61850 provee un lenguaje descriptivo de configuración de subestación estandarizada basada en XLM (SCL) que permite también el intercambio de datos entre herramientas de ingeniería y provee además un adecuado soporte, pues describe no solo la comunicación entre funciones y IED's, sino que además, muestra la topología; en diagrama unifilar y la morfología genera I de la subestación describiendo el sistema de automatización con todas las funciones relacionadas a los dispositivos electrónicos inteligentes.

La descripción de la capacidad del SCL no va más allá de las primeras aproximaciones y soportes de configuración de todos los dispositivos en la subestación desde sensores inteligentes para secuencias de control y protección de los dispositivos electrónicos inteligentes, y en el nivel de estación, a convertidores de protocolos y líneas únicas en la interfaz HM, debe ser estipulado que la parte máquina-lectora del XML está estandarizada.

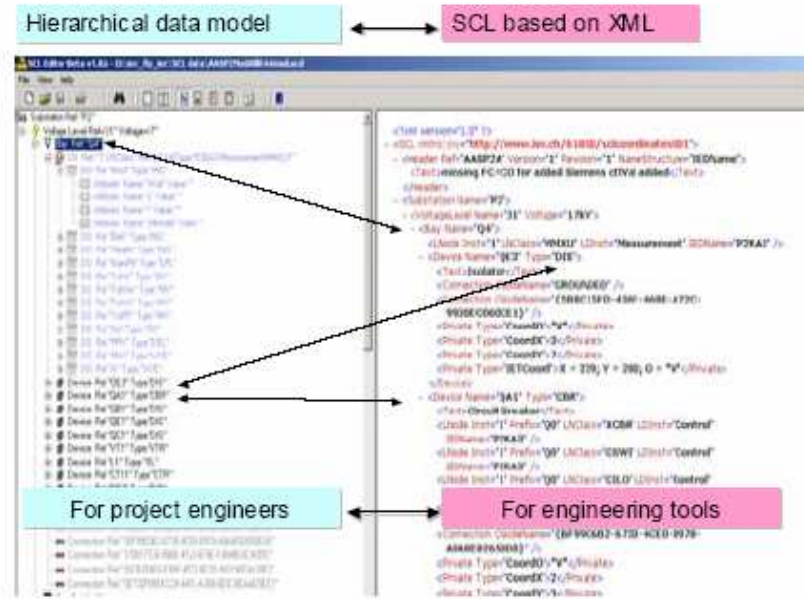


Figura 7 Lenguaje descriptivo de configuración de Subestación (SCL)

Todas las funciones y ligas entre los diferentes equipos en la subestación están implementados en DEI's. La parte vital de la comunicación basada en la IEC61850 es Ethernet, por lo tanto, muchas arquitecturas con componentes interesantes, como switches pueden tener viabilidad funcional y un sin fin de condicionales de frontera determinantes en la arquitectura final.

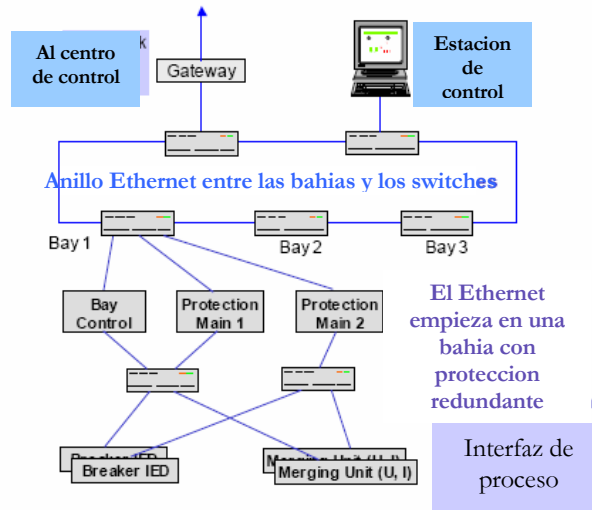


Figura 8 Arquitectura del Sistema según IEC 61850

Dado el modelo orientado a objetos incluyendo modelos semánticos, los servicios estandarizados y SCL, las herramientas sofisticadas de prueba y mantenimiento son cada vez más accesibles. Esto permite el fácil pero entendible chequeo de dispositivos en todos los niveles de control. La mayoría de estas herramientas pueden conectarse fácilmente en casi cualquier punto del sistema de comunicaciones.

La norma IEC 61850 soporta también, y como ya se ha mencionado, el proceso de comunicación de una forma estandarizada. Por lo tanto y con el advenimiento del EMI es posible combinar equipos primarios y secundarios desde la configuración de manera sencilla.

Esto provoca que en los sistemas de potencia, desde el nivel de proceso cercano a los DEI's y el sistema de comunicacion, toda la informacion puesa ser integrada en un preconfigurado y probado arreglo para la optimizacion de la funcionalidad de estratos o de subestaciones completas y para la adaptabilidad de componentes nuevos. Cada nueva configuracion o elemento es integrado inmediatamente con todos sus objetos y datos basicos. Basta con establecer conexiones simples con el sistema por medio de un link, en fibra optica, si es el caso, para lograr la conectividad y el intercambio inmediato de informacion entre todos los usuarios de la red. *Figura 9.*

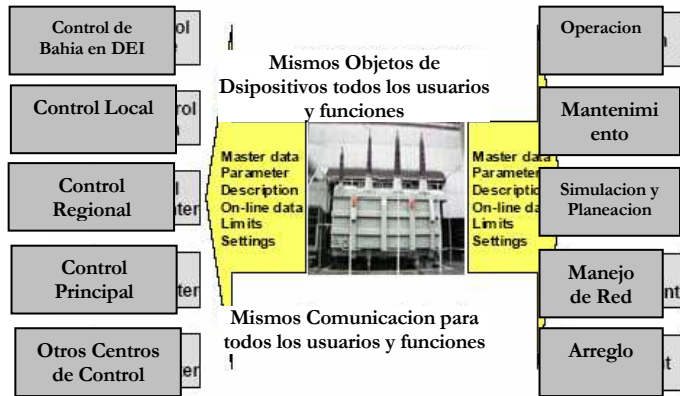


Figura 9 Integración de equi

### *Capítulo 3 La Norma IEC 61850 y sus aplicaciones*

#### *3.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA NORMA IEC 61850*

La vida útil del equipo primario de una subestación; Interruptores, Transformadores de Potencia, etc. es al rededor de 40 años, mientras que el equipo secundario como lo son los sistemas de automatización es cerca de 15 años. Los sistemas de automatización, como ya se ha analizado, tienen tres estratos jerárquicos principalmente; el nivel de estación, el nivel de Bahía y el nivel de proceso. Y la comunicación entre estos niveles es vital para el buen funcionamiento de la subestación.

En los principios de los 90's, diversos desarrollos estaban teniendo cabida en paralelo en parte de Europa y EUA. El Instituto Electrotécnico Internacional (IEC) identificó la necesidad de crear un estándar para la comunicación de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) procesados para la optimización del envío y recibo de datos, controles o fuentes externas.

Los comités técnicos TC57 y TC97 desarrollaron en conjunto un grupo de trabajo que devengó en el estándar IEC 61850 para la "Interfaz informativa del equipo de protección". En los EUA el proyecto llamado Arquitectura Utilitaria de Comunicación (UCA por sus siglas en inglés), desarrolló una infraestructura de utilidad de tiempo real de comunicaciones, que terminó por llamarse UCA2.0.

En 1995 el IEC reconoció la necesidad de un estándar más general que cubriera las comunicaciones en red y sistemas en las subestaciones y se desarrollaron grupos de trabajo bajo el comité TC57 los cuales fueron:

- WG10: Arquitectura Funcional y requerimientos generales.
- WG11: Comunicación dentro y entre unidades y nivel de estación
- WG12: Comunicación dentro y entre Proceso y nivel de unidad.

Estos grupos de trabajo se formaron con expertos de todo el mundo, con experiencias de anteriores estándares; IEC 60870 y UCA2.0

Pronto se conocería el resultado de tal esfuerzo: la norma IEC 61850. Al mismo tiempo EPRI estaba desarrollando las definiciones del UCA 2.0 para conectar con una mayor audiencia, EPRI planeaba tener los documentos publicados por el IEEE. Para prevenir la competencia entre estos dos protocolos o estándares de comunicación de subestaciones en el mercado mundial, se decidió armonizar las actividades entre el IEC y el EPRI para acceder a un solo y mundialmente aceptado estándar.

Las principales partes del sistema de automatización fueron tomadas en cuenta, a saber:

- Funciones de Datos
- Servicios
- Protocolos de Comunicación

Las funciones mencionadas abarcan; protecciones, control, monitoreo etc. Un servicio es la manera en que las funciones son transmitidas, y diferentes tipos de datos, necesitan diferentes tipos de servicio. Por ejemplo, la amplia gama de datos que se transmite en una falla es de tipo archivo, y en general son transmitidos sin un trato en especial, la norma IEC 61850 direcciona por tematica separando los datos de las funciones, servicios y la comunicacion de protocolos. Las funciones y los servicios rara vez cambian con el tiempo, como ejemplo la proteccion de sobrecorriente. El estándar contiene los modelos de datos de todas las posibles funciones que pudiera haber en una subestación.

La informacion de intercambio entre dispositivos, incluye información operacional e información de configuración. Entre la operacional se encuentra el estaus y control, que estan estandarizados y tienen prioridad media. La informacion de configuracion, como transferencia de archivos y arreglo de cambios es de prioridad baja. Los procesos adhieren dos tipos de datos muy demandantes para la transferencia, los de valores simples y las señales de proteccion. Las partes en que se compone la documentacion de la norma son 14:

### **Aspectos del sistema**

1. Introducción y Características básicas
2. Glosario
3. Requerimientos generales (rentabilidad, condiciones ambientales, inmunidad electromagnética, etc.)
4. Manejo del Proyecto del Sistema (herramientas de ingeniería, ciclo de vida, calidad y aseguramiento, etc)

### **Configuración**

5. Requerimientos de Comunicación para funciones y modelo de datos.
6. Configuración del lenguaje Descriptivo para comunicación en subestaciones eléctricas y su relación con los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's)

### **Modelos de Servicio y Datos**

7. Principios y Modelos
  - 7.1 Principios Básicos y Modelado de Datos
  - 7.2 Interfaz Abstracta de Servicios de Comunicaciones (ACSI por sus siglas en inglés)
  - 7.3 Clases de Datos comunes.
  - 7.4 Clases de Datos y Compatibilidad con las clases de Nodos Lógicos

### **Mapeo a Redes de Comunicación Reales**

8. Mapeo a MMS e ISO 8802-3
9. Valores de Muestreo
  - 9.1 Valores de Muestreo sobre enlace serial punto a punto múltiple y unidireccional
  - 9.2 Valores de Muestreo sobre ISO/IEC 8802-3

### **Pruebas**

10. Pruebas de Conformidad



### *3.2 INTERROGAR UN DISPOSITIVO CONFORMA A LA NORMA IEC 61850*

Con la IEC 61850, una utilidad o sistema integrador, necesitara conocer las características de los dispositivos de otros fabricantes, por lo tanto un usuario necesitara saber el papel que jugara un dispositivo con precisión:

- Que dispositivos ofrecen datos,
- Que dispositivos necesitan datos
- Cuales son las características de dichos datos
- Y los servicios requeridos para la transmisión de información.
- Necesitará entonces buscar dicha información de los dispositivos que lo integran y estos provendran unicamente de los fabricantes que han desarrollado el dispositivo.

IEC 61850, facilitara el proceso de ingeniería en dos formas generales.

- Cada dispositivo puede implementar una autodescripción de sus funciones de comunicación, que se permita ser buscado de manera estandarizada
- El Lenguaje de descriptivo de Configuración de la Subestación (SCL) hace posible describir, de una manera estandarizada, la funcionalidad y la capacidad de los dispositivos, su configuración, una comunicación concreta con el sistema de automatización de la subestación y la ubicación de dispositivos al equipo primario de la subestación. Esta descripción puede ser intercambiada entre herramientas de ingeniería de diferentes proveedores.

La configuración de toda la subestación, y de los Dispositivos Electronicos Inteligentes que la componen, esta descrita en archivos de configuración descriptiva. Toda la información involucrada esta estandarizada por este SCL, y es escrita en el “lenguaje extensible de marcación” (XML).

La base y los métodos de estandarización de las comunicaciones en la subestación por parte de la IEC 61850 son nuevos. Las referencias mas cercanas a la norma son las especificaciones IEC 60870-5 y el UCA 2.0, de esta ultima el IEC 61850 adopta principios de aproximación orientada a objetos, TCP/IP y Ethernet, que se ha construido con la experiencia en la comunicación digital en subestaciones. Se ha llegado a un acuerdo en el que el nombre UCA es ahora un termino evocativo de la IEC 61850, el modelo de información común (CIM por sus siglas en ingles) y el IEC 60870-6 del elemento de servicio y aplicación tele controlada

### 3.3 USO DE LA NORMA IEC 61850 PARA PROVEER DATOS AL SISTEMA DE CONTROL SCADA

#### *Introducción*

El propósito del Lenguaje Descriptivo de Configuración basado en XML (SCL por sus siglas en inglés) definido en la IEC 61850 es la interoperación de datos de ingeniería para una distribución del sistema de Automatización de una subestación (SA) para el intercambio de información de equipos de diferentes fabricantes, en estratos bien definidos dentro del proceso de ingeniería.

Su modelo está pasado en la descripción del sistema, sin embargo, también permite modificaciones para perfeccionar una descripción en SCL y la semántica del modelo da paso a oportunidades de expansión y perfeccionamiento a futuro. Primero que nada, los datos principales y modelos de objetos contenidos en el SCL son descritos para obtener una noción del contenido semántico del modelo. Posteriormente algunas aplicaciones son explicadas y finalmente como estas utilizan el modelo para realizar funciones adicionales.

#### *Contenido de los Datos SCL*

La norma IEC 61850-6 define cuatro principales aplicaciones para el lenguaje SCL:

- Capacidad de descripción del DEI: capacidades del tipo de Dispositivo Electrónico Inteligente; en términos de funciones de comunicación, y del modelo de datos, que se relacionan con funciones de aplicación, como una entrada al sistema de ingeniería.
- El sistema de Descripción de Especificación (SSD, por sus siglas en inglés): La descripción formal del diagrama unifilar de la subestación en conjunto con las funciones a ser perfeccionadas en el equipo primario, en términos de los nodos lógicos.
- Configuración descriptiva del Sistema (SCD); La comunicación y configuración de funciones de un Sistema de Automatización y su relación con campo.
- Descripción de configuración de DEI (CID): La configuración del DEI y todos sus datos requeridos del resto del sistema.

Esto sugiere que un archivo SCL debe contener versiones anteriores y revisiones mejoradas de los siguientes puntos *Figura 2*:

- Nombre y topología descriptiva del nombre de los elementos de campo.
- Configuración Descriptiva del DEI remarca al dispositivo con sus respectivas funciones de nodos lógicos.
- Descripción de la configuración de la red.
- Relación entre switch de campo y funciones del DEI

- Valores de Configuración.

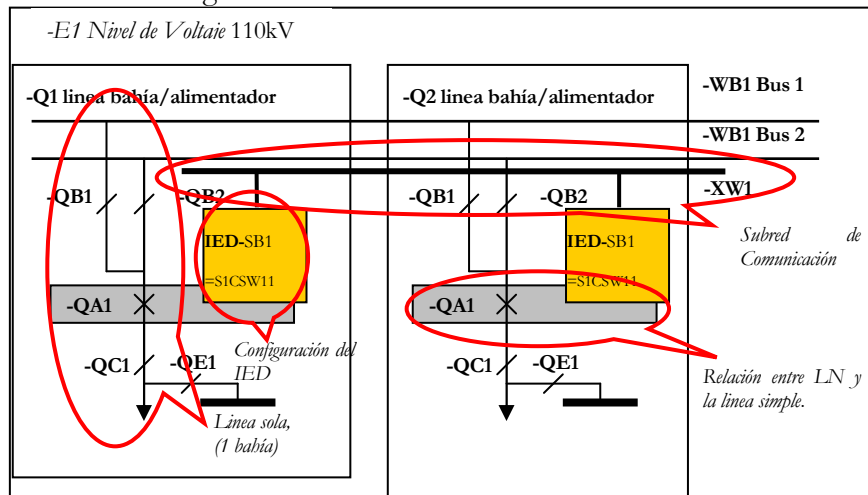


Figura 2.- Contenido de un archivo SCL

La capacidad del lenguaje SCL resultan de dos principales características:

- El modelo estandarizado con semantica igualmente estandarizada: los DEI's y sus funciones estan estandarizadas en la IEC 61850-7-x, la parte funcional de la planta en la IEC 61850-6
- El lenguaje estandarizado para describir instancias del modelo. Esto permite intercambiar partes del modelo entre dos diferentes aplicaciones.

Cada archivo SCL tiene un encabezado, el cual contiene una referencia de documento y una version o revision historico, como es usual, para la identificación de documentos y el rastreo de cambios en un proyecto. SCL estandariza la manera en que los datos se representan en XML. Esto permite por ejemplo rastrear diferentes versiones de las descripciones y capacidades de Dispositivos Electronicos Inteligentes o descripciones de Sistemas de Automatizacion.

Un archivo ICD contiene una seccion de la descripcion del tipo de DEI, esta contiene:

- El servicio de comunicacion con las capacidades relacionadas al DEI. E.g. muestra si los servicios de directorio del archivo de transferencia son soportados.
- La configuracion relativa al DEI. E.g. cuantos arreglos de datos o bloques de control pueden ser configurados dnamicamente o por significados del archivo SCD
- La funcionalidad y los objetos de datos en terminos de nodos logicos (NL) y los datos tipo objeto en contenido (DATA).

La norma IEC 61850 estandariza las clases de nodos logicos para estandarizar el sistema de automatización, y estandariza los nombres de la DATA para que a su vez, su funcionalidad se manejada de manera estandarizada. La implementacion de funciones tal cuales son, y la información para complementarlas totalmente no estan estandarizadas. Sinembargo, para detectar completamente que funcion puede complementar o satisfacer a un DEI y mediante que datos puede ser monitoreado y controlado, la estandarizacion que ofrece el IEC 61850 es suficiente.

Si un IED es usado en conjunto con un sistema, entonces, basado en la descripción del tipo de ICD, una instancia del mismo es insertada como una sección del IED dentro de el archivo SCD del sistema. Esta instancia recibe un nombre específico proporcionado por el sistema, y la sección debe ser mejorada por todas las definiciones específicas de comunicación del sistema.

Las secciones de la subestación dentro del SCL contienen el modelo del campo como un solo nivel de línea, y pudieran también contener conexiones por líneas de potencia entre varias subestaciones. Mas abajo de la estructura jerárquica del nombramiento de funciones con los niveles principales de la Subestación- Nivel de Voltaje – Bahía – Equipo primario, esta parte contiene la topología respectiva en el ámbito de las conexiones eléctricas entre el equipo primario, y permite identificar relaciones por fase del mismo. Adicionalmente a la funcionalidad relativa al Sistema de Potencia, hay además, otras funciones coexistiendo en el nivel de campo, pudieran ser modeladas de manera jerárquica, como por ejemplo, sistemas contra incendios, y sistemas anti intrusión. El modelo general, por debajo de la red de potencia esta armonizado con el modelo de red utilizado de acuerdo a la IEC 61970-301 (Modelo de Información Comun; CIM, por sus siglas en inglés para redes de potencia). La jerarquía en general, es elegida para ser compatible con la designación del sistema de la planta, de acuerdo a la IEC 61346. El principal propósito de esta sección del SCL es indicar, que función (nodo lógico) del que el IED esta colocado a que parte del campo. La información de la topología permite futuras aplicaciones inteligentes.

Como se menciono anteriormente, la conexión entre el proceso de potencia y el Sistema de Automatización, es describir en SCL mediante el añadido de nodos lógicos a elementos del equipo primario. Esto puede ser hecho en cualquier nivel desde la Subestacion hacia la fase del equipo primario, y por la conexión con la topología de única línea. El nivel tiene que ser elegido de acuerdo a la función del nodo lógico. Generalmente, un nodo lógico de control de paso de la clase CSWI es adjunto al dispositivo de paso, al mismo tiempo que lo hace un nodo lógico de medición de la clase MMXU, o un nodo lógico con función de protección de la clase PTOC (protección de sobrecorriente), todos ubicados en la bahía. Esto significa que el significado semántico de una función dentro de un sistema de Automatización, es determinado por la clase de nodo lógico (CSWI, MMXU...) tanto como de la parte en el switch de patio donde esta ubicada.

#### *Las Conexiones de Comunicación.*

Las conexiones de las comunicaciones, son modelados en varios niveles:

- Subred, Red: donde los DEI's pueden, directamente, comunicarse con cada uno de los demás mediante la subred, mediante los parametros de direccionamiento y en donde las posibilidades de comunicacion entre subredes existe mediante ruteadores.
- Mensaje, Telegrama: Como es el dato (valores de señal) agrupados en mensajes, y donde son comunicadas sus características. Esto permite determinar, respecto del análisis del comportamiento de las comunicaciones, cuando son mapeadas a una red física. La norma IEC 61850 utiliza para esto el concepto de arreglos de datos.
- Señal flotante: cuyos objetos de datos o atribuciones (señales) de los que el DEI son puestos a disposición de las funciones, representadas por uno o mas nodos lógicos. Esto permite un nivel de modelado.

La especificación de los valores de ajuste pertenecientes a diferentes grupos de ajuste permiten cargar archivos con parametros de protección de una manera estandarizada.

En general, el SCL contiene:

- Un modelo de la ubestacion en un unico nivel de línea
- Un modelo de las conexiones logicas de comunicación entre los DEI's utilizados.
- Un modelo de la funcionalidad del Sistema de Automatización representado por nodos logicos, dispositivos lógicos y el conjunto de datos flotantes entre ellos.
- Las conexiones entre los modelos: Ubicacion de los nodos logicos al equipo de campo y al sistema de Automatizacion conformado por los DEI's

Todo esto en conjunto forma un modelo que describe mas alla de los DEI's y las funciones primarias de la subestación, las conecciones entre las comunicaciones y las funciones inteligentes.

Si suponemos un sistema de Automatización como un sistema distribuido. Una gran cantidad de DEI's comunicandose entre ellos para cubrir la funcionalidad esperada. Un sistema distribuido, no puede ser puesto en marcha en un solo instante. Cada DEI tiene que ser cargado despues de otro dada la especificacion del proyecto, aun mas, si una funcion de distribución tiene que ser mantenida, por lo menos dos DEI's tendran que ver, el que provee el dato, y el que lo utiliza. Para una mayor complejidad en las funciones se necesitara mas DEI's acoplados y conectados. Para asegurar el buen funcionamiento de cada sistema distribuido al comienzo de su operación, tanto como en la duración de los cambios de configuración, la norma IEC61850 ha introducido informacion de revision de la configuracion para:

- El modelo de datos en terminos de dispositivos logicos, nodos logicos y objetos de datos.
- Definiciones relacionadas a la comunicacion en terminos de direcciones y revisiones de informacion para el agrupamiento de datos en arreglos de datos.

Esta información puede, y en casos de seguridad relacionada a servicios de tiempo real, como el caso del Evento General de Subestacion (GSE, por sus siglas en ingles) y valores de muestra que deben llegar al receptor para asegurar que sus suposiciones acerca del contenido del mensaje son consistentes con el actual estado de configuración del emisor. La pretendida revision de la informacion por parte del emisor es provista al receptor por significados del archivo SCD durante su configuracion, lo que asegura una vista consistenete del sistema. La informacion real de la revision utilizada esta a disposicion en linea, para servicios de tiempo real aun en cada telegrama enviado. Entonces, si un receptor es cargado con una nueva definicion, aunque el emisor provea los datos de acuerdo a la vieja definicion, el receptor puede detectar esto comparando la revision en linea de la información con su configuracion basada en la revision especulada, y colocar informacion segura y confiable y discriminar aquellla que es invalida, aun cuando el emisor es actualizado a una nueva configuracion de la version del sistema SCD.

La posibilidad de poder leer esta informacion de revision en linea, hace posible una herramienta simple para revisar si todos los DEI's realmente estan dados de alta de acuerdo a la informacion provista en el archivo de SCD.

Sin embargo, esto es solo el lado operacional del problema. El otro punto a ser atendido es el que, en cualquier cambio en el modelo de datos del emisor o en las definiciones de comunicación todos los receptores involucrados en el proceso tienen que ser actualizados, para que estos tomen en cuenta la nueva información de la versión y se verifique la consistencia con el modelo de datos cargado o con el arreglo de datos en capas. He aquí el conveniente uso de las definiciones de datos flotantes en el nivel de arreglo de datos entre los DEI's y el archivo SCD ya que provee toda la información necesaria para determinar automáticamente los DEI's que conciernen. Esto minimiza el número de nuevas configuraciones hacia los equipos después de cada cambio. Mas aun, si solamente información sintáctica, como por ejemplo capas de mensajes, requieren ser recargados, podría ser efectuado de manera automatizada si el DEI soporta la estandarización por archivo SCD / CID, es decir, si cumple con la norma.

Además del modelo de datos y el arreglo del mismo de acuerdo a la información de la versión mencionada antes, el modelo de datos contiene, como tal, información de revisión acerca del DEI y sobre su hardware y software. Información que puede ser almacenada junta en un archivo SCD, y es de suma utilidad en el caso en el que un DEI defectuoso tiene que ser reparado o reemplazado. La ya mencionada posibilidad de leer esta información en línea, permite comparar la versión "en línea" con la información de última versión del sistema de actualización del archivo SCD, y notificar al personal de mantenimiento que existen versiones de hardware o firmware incompatibles en el DEI de reposición, naturalmente, si un DEI compatible es utilizado el archivo SCD del sistema se actualizará automáticamente.

Adicionalmente a la información de configuración del sistema los elementos privados del SCL pueden ser utilizados para enlazar objetos SCL como DEI's o enlazar equipo de campo a la información documental, como manuales de usuario, manuales de instalación y dibujos de levantamientos.

Los archivos SCD pudieran contener valores de atributos de configuración así como parámetros de colocación dentro y fuera de los grupos de arreglos. Esto permite utilizar SCL como un formato de intercambio de datos estandarizado para aplicaciones de anidamiento de protecciones como son:

- Carga inicial de configuración y valores de parámetros dentro del DEI de acuerdo a la norma IEC 61850 por concepto de sus herramientas u, opcionalmente, directamente en el archivo CID.
- Exportación e Importación de valores y parámetros desde las herramientas de verificación verificando consistencias o generando parámetros consistentes en arreglos para la red general de potencia.
- Exportación e Importación de arreglos de parámetros desde y para herramientas de prueba de protecciones.
- Parámetros de protección de acuerdo a la versión del dispositivo para su manejo y archivo.

Un problema con el arreglo de parámetros de acuerdo a versión es que estos deberían ser cambiados en línea, sin ningún tipo de indicación en el DEI o el archivo SCD. Esto es retomado

como tema en la IEC TC57 WG10, para que en un futuro configuraciones de versiones anteriores puedan ser distinguidas.

### *3.4 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES*

El enlace de un Sistema de Automatización de Subestación con el Centro de control de la red (NCC por sus siglas en ingles) convierte el dato del protocolo de comunicaciones utilizado entre la subestación a algun otro manejado por otra subestación y el Centro de Control. Los puertos de enlace (gateways) trabajan dentro de la capa 7 de acuerdo al modelo ISO/OSI, sinembargo, la nocion actual de “capa de aplicación”, es dependiendo del tipo de protocolo. Para estandares del Centro de Control como es el caso de IEC 60870-5-101 y -104 la capa 7 define los tipos de datos de comunicación en la forma de ASDU’s ( Application Service Data Units: Unidades de Datos de Aplicación de Servicios) y los servicios utilizados en conjunto. Para la norma IEC 61850 el modelo de aplicación tambien incluye la semantica de funcionalidad de los nodos lógicos y los objetos de datos contenidos. Este nivel mas alto de semantica de aplicación esta perdido, si por la ingeniería de enlace los objetos de datos de acuerdo a la norma IEC 61850 y el lado del Centro de Control estan simplemente mapeados a las unidades de Datos de aplicación de Servicios.

Simplemente con el direccionamiento de los objetos de datos del lado de la IEC 61850 y seleccionando los tipos de UDAS para los servicios y formato de datos no hay ningun problema extra. La UDAS pueden ser determinadas desde las Clases de Datos Comunes (CDC) de la IEC 61850, y la dirección puede ser escogida libremente tanto como sea unica. El trabajo real es por parte del Centro de Control, para conectar las señales de protocolo, identificar las señales por su direccion en referencia a la aplicación. Sinembargo, el modelado de la subestacion en SCL es casi igual al declarado por el CIM. Si el nombre del equipo primario es elegido identicamente, entonces el modelo SCD puede ser relacionado al modelo de aplicacion de equipo de potencia del CIM. La automatización para el segundo paso, la relacion de los objetos de datos de la IEC 61850 a las mediciones del CIM tambien es posible, lo que hace la integracion y el intercambio de datos entre el Centro de Control y la subestacion sea totalmente automatizado.

Uno de los problemas que se pensaria podrian tenerse, es que el IEC 61850 tambien estandariza algunos niveles de aplicacion de servicios, como es el caso de los comandos de “switcheo”. Los protocolos previos dejaban libre la utilización de realizar esto a nivel de señal. En este caso se debera contar con un traductor de protocolos o el Centro de Control debera ser capaz de reunir los requerimientos de comunicacion para anexar la informacion de estos.

Las aplicaciones deberan ser configuradas distintos niveles, dentro de un sistema basado en la IEC 61850 en el nivel de comunicacion el arreglo de datos entre los DEI’s tendrá que ser configurado. Para esto el dato tiene que ser agrupado de acuerdo al desempeño y a los requerimientos de seguridad, posiblemente restringido por las capacidades de servicio de los DEI’s. Las ultimas actualizaciones son conocidas a través de las descripciones de los DEI’s del ICD, las primeras tienen que ser configuradas para todas las funciones de aplicación. Posteriormente un ayudante de configuración puede determinar las necesidades de los arreglos de datos y servicios, destinar arreglos de datos a los loques apropiados de control y comunicacion y configurarlos.

En un nivel funcional el intercambio de señales entre nodos lógicos tendrá que ser configurado. Una función de aplicación en IEC 61850 es representada por uno o más nodos lógicos. Si tomamos “syncrochek” como ejemplo, este es un nodo lógico RSYN que provee un permiso de salida tipo bloqueo/permite a un nodo lógico de control de un interruptor CSWI, y necesita como entradas los voltajes izquierdo y derecho del interruptor. Después de la asignación de nodos lógicos al equipo primario, el configurador, conociendo las necesidades de una función, puede determinar automáticamente la necesidad de las entradas.

En caso de la función “synchrotech” se sabe, gracias al archivo SCD, cual de los nodos lógicos de los RSYN y CSWI pertenecen al mismo interruptor, para que así, la salida del RSYN pueda ser dirigida al CSWI correcto. Aun más, analizando la sola topología de la línea, podría encontrarse se podría encontrar la tensión en el lado de la línea del interrupto, y en la barra de bus, y el nodo lógico TVTR asignado que proporciona los voltajes de la forma de valores de muestreo. Toda esta información proviene del archivo SCD. Ahora bien, los configuradores obtienen toda la información del IED del archivo SCD, sin embargo tienen que conocer también la implementación interna de la función a ser configurada: el algoritmo para determinar las necesidades de entrada y sus propiedades de implementación y ejecución y las estructuras internas del DEI para concretar la configuración.

Otra posibilidad es la configuración de las funciones relativas al sistema, esto es:

- La representación de la bahía en una consola de operación (HMI, por sus siglas en inglés); en términos del IEC 61820 los nodos lógicos, en un nodo lógico IHMI
- El nivel de estación de permisos; para el control de la apertura/cierre del equipo principal.
- Secuencias de switcheo; configuración de nodos lógicos especializados GAPC (Generic Automatic Process Control; Proceso Genérico Automático de Control), o simplemente ser una parte de la IHMI

Todas las funciones tienen en común, que la información de su configuración principal puede ser tomada del diagrama de línea.



### 3.5 DESCRIPCIÓN, CONFIGURACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA NORMA IEC 61850

En un proceso tradicional de conexión, cada punto de información es transmitido por un alambre de cobre entre el equipo de proceso y un controlador típico de bahía o bien, a un equipo de protección. Como se ilustra en la siguiente figura:

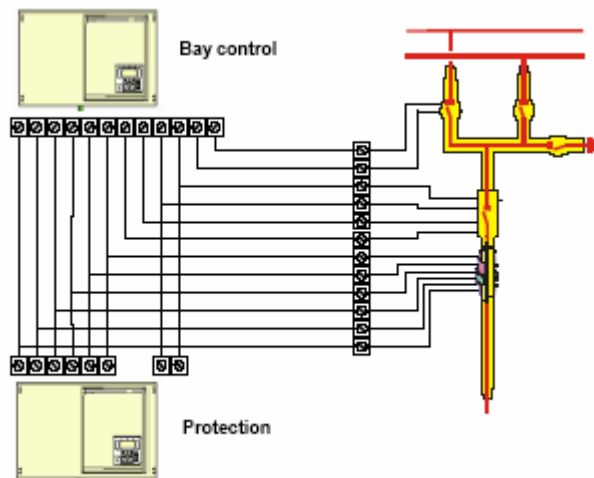


Figura 3. Proceso convencional de conexión- detalles.

Desde ese punto de vista, los detalles específicos de tecnología del enlace deberá realizarse a nivel de dispositivos de bahía. Se tiene que poner singular cuidado de los detalles eléctricos de conexión. La ingeniería del proceso de conexión consiste en una serie de pasos para la conexión del control por bahía del proceso:

- Determinar el número de señales de E/S
- Dibujar el esquema de conexión
- Realizar el mapeo lógico en el nivel de equipo de bahía entre las E/S y la data punto/funcion interna.
- Verificar esa ingeniería en el proceso de aceptación en fabrica.

La información transferida de un paso a otro no esta automatizada y es, en general, un trabajo manual. La verificación de la ingeniería y las conexiones durante la aceptación en fabrica y aceptacion en sitio envuelve un gran trabajo manual; en particular, para la prueba de aceptacion en sitio al menos dos personas son requeridas para verificar todas las conexiones.

Con el proceso de conexion de acuerdo a la norma IEC 61850, como se muestra en la figura 4, las E/S del equipo de proceso estan conectadas a un Dispositivo Electronico Inteligente,

localizado en el enlace. El DEI tiene conexión de comunicación al equipo de nivel de bahía. Estos DEI's tienen las especificaciones tecnológicas detalladas del enlace.

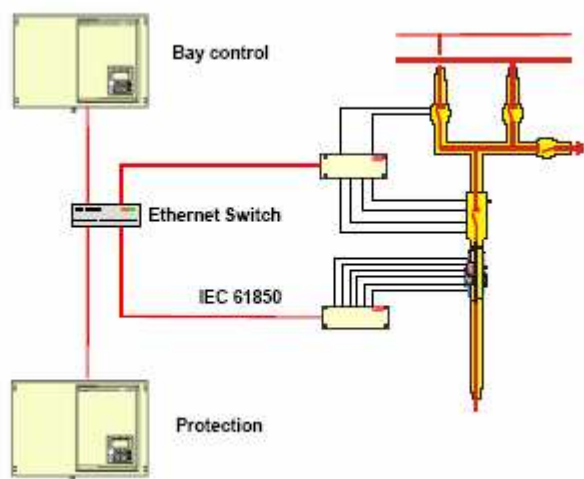


Figura 4 Proceso de conexión de acuerdo a la norma IEC 61850

El cableado entre los DEI's y el proceso es realizado y probado durante la manufactura. Lo mismo aplica para el mapeo lógico entre las E/S y los puntos de datos internos.

La ingeniería y el comisionamiento del proceso de conexión es reducido a simples pasos:

- ✚ Dibujar la red de comunicación
- ✚ Clasificar el dato flotante
- ✚ Verificar la ingeniería durante la prueba de aceptación
- ✚ Construir la red de comunicación y
- ✚ Verificar la red de comunicación durante la prueba de aceptación en sitio.

En otras palabras, en vez de manualmente realizar múltiples conexiones durante el proceso de ingeniería, comisionamiento y pruebas, el proceso se reduce a simplemente unas cuantas conexiones de comunicación. Además, el flujo de información entre los pasos puede ser automatizada.<sup>8</sup>

8

Para la conexión convencional de transformadores de instrumentación, el equipo de nivel de bahía necesita manejar ciertos aspectos, como los valores de rango y clasificación de los transformadores. Además, con las nuevas tecnologías introducidas a los transformadores de instrumentación (sensores ópticos, reactores, etc)

La interfaz analógica al transformador de instrumentación se convierte, otra vez en tecnología específica. La interfaz 100V/5A es en su caso, reemplazada con una interfaz de baja energía o por alguna interfaz óptica.

Con la comunicación definida en la IEC 61850 una cadena de muestras digitalizadas reemplazan a la señal analógica. La representación de valores es independiente de cualquier propiedad específica del transformador de instrumentación. Los datos son transmitidos con el tipo de dato integral o real. En el caso de interpretación real, el valor es escalado; los parámetros de escalamiento están incluidos en el modelo de datos para que cualquier receptor pueda calcular el valor del proceso actual

Transmitir los datos con una estructura de bus permite a estos ser utilizados en recepción múltiple por los DEIs. Esto significa que la configuración de los datos es tan solo un tema para el SW comparado al modo convencional de conexión, donde esto se tendría que realizar por cableado físico. Como consecuencia, las extensiones y la modificación de una protección existente además de los esquemas de medición son muy fáciles de realizar. Agregado a esto, se tiene que la red de comunicaciones soporta inherentemente la supervisión continua de la conexión.

No solo la manera en que ciertas señales como e.g. un contacto de apertura necesitara ser conectado de un tablero a otro. Así mismo, la cantidad de información disponible deberá tener una dependencia tecnológica más alta. Esto aplica para funciones de monitoreo principalmente. Así pues, un interruptor con un mando hidráulico tendrá indicadores de llenado, presión o problemas en la bomba. Un interruptor con mando mecánico o con servomotor tendrá diferentes y complejas alarmas.

En los sistemas con conexión convencional al equipo de procesamiento, no existe solo la necesidad de configurar todas esas conexiones individualmente, además, en los sistemas convencionales de automatización de subestaciones la información proveniente del proceso, retiene cierta conexión perdida identificada por numerología anónima sin ninguna agrupación funcional.

La IEC 61850 ha introducido un modelo orientado a objetos utilizando nodos lógicos objetos núcleo. Un nodo lógico es información funcional agrupada, tienen un nombre consistente en cuatro caracteres. Básicamente, hay dos categorías de nodos lógicos; los primeros, son aquellos que representan la información contenida en una función interna en el Sistema de Automatización de la Subestación. Por ejemplo para funciones de protección; **PDIS**, que es el nodo lógico de una protección de distancia 21, o de medición; **MMXU**, el nodo lógico para la unidad de medición que provee datos calculados como Voltaje rms, o potencia. El siguiente tipo de nodos lógicos, son aquellos que representan los procesos (externos) y de equipo fuera del Sistema de Automatización de la subestación; por ejemplo el nodo **XCBR** para el Interruptor o el **TCTR** para el transformador de corriente (T.C.). Estos nodos lógicos agrupan toda la información relevante a un equipo dentro del proceso en general, es decir representan a este.

Los elementos de los nodos lógicos son llamados la “data” en la norma IEC 61850. Esta data tiene atributos y características que finalmente están representando la información del equipo en el proceso. La Data combina los atributos operacionales y los atributos de configuración. Por ejemplo, la data **Pos** (posición) del nodo lógico XCBR combina el atributo para controlar el interruptor (atributo **ctlVal** con los valores encendido/apagado) y el atributo que comprende el estado de la información (atributo **stVal** con los valores apagado, encendido, intermedio, mal estado) con múltiples atributos de configuración, que pueden, dentro de otros, ser utilizados para definir el comportamiento anterior a la selección del interruptor. Con esto, una agrupación funcional y sofisticada de la información es dispuesta para la automatización de la subestación. La información del equipo de procesamiento, eible a través del sistema de automatización de la subestación de manera estandarizada y coherente además de contener una interpretación semántica.

XCBR		
Data Name	Type	Explanation
Mode	INC	enable / disable
EEHealth	INS	ok / warning / alarm
EEName	DPL	Name plate
OpCnt	INS	operation counter
Pos	DPC	Position (control / status)
BlkOpn	SPC	Block opening
BlkCls	SPC	Block closing
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled
CBOPCap	INS	op. capability (o-c...)
POWCap	INS	point on wave capability
MaxOpCap	INS	maximal op. capability
TrCoilFail1	SPS	Failure of trip coil 1
TrCoilFail2	SPS	Failure of trip coil 2
HydrLeak	SPS	Leakage of hydraulic

*Información  
común del NL*

*Valores de Control*

*Información de Estado*

*Extensión*

Figura 5. Ejemplo de Nodo Logico

Para lidiar con la información específica de tecnología de los enlaces que no necesariamente están estandarizados, la norma IEC 61850 soporta la autodescripción. Con esto, es fácil crear una aplicación tipo cliente que pueda administrar un dispositivo y proporcionar, interpretar la información del dispositivo sin saber los detalles de antemano.

Como se ha venido mencionado, hay mucha tecnología específica de alarmas y avisos, en el caso convencional de conexión de equipo, el equipo de control de bahía necesita crear información en resumen que determina si la operación del equipo es segura o no.

En la IEC 61850 en el modelo de objetos, la información resumen está estandarizada y es creada desde el equipo del proceso. Por ejemplo, el dato “**EEHealth**” (External Equipment Health; Salud del equipo externo) es modelado como indicación verde—amarillo—rojo con los siguientes significados:

- Verde (o bien ok): el equipo está en buen estado.
- Amarillo (o Cuidado): Hay algunos problemas de monitoreo; la operación del equipo es aún segura pero personal de mantenimiento deberá checar la información detallada.
- Rojo (o alarma): Hay serios problemas, la operación del equipo no es segura; inmediatamente corroborar la información detallada y procurar reestablecer.

El equipo de procesamiento está equipado con una “placa con inscripción” que incluye información que simplemente identifica al equipo (fabricante, tipo de producto, número serial, modelo) así como información relacionada a las características del mismo (rangos, etc.). En algunos casos, existen estándares de los productos que identifican y especifican el contenido mínimo de información del equipo. La IEC 61850 permite tener una “placa de inscripción” de manera electrónica como parte del modelo de datos. Incluye, además, información de revisión (versión SW/HW). Mientras la IEC 61850 define una placa de datos para el equipo de proceso (**EEName**), cabe mencionar, que la IEC 62271-003 define un dato de placa para el enlace como una extensión de la placa de datos de la IEC 61850.

3.6 ESTRUCTURA DE LAS TRAMAS DE DATOS

El intercambio de información entre el equipo de proceso y el sistema de automatización de la subestación esta sujeto a altos requerimientos en pos del comportamiento en tiempo real. El mas crítico intercambio de información es el relacionado a las protecciones, la transmisión de valores de muestreo de los transformadores de intstrumentacion a los relevadores de protección y la transmisión de los comandos del relevador al interruptor de potencia. De acuerdo a la IEC 61850-5, el retraso maximo en la comunicacion para la maxima clase es de tres milisegundos. Esto tendra que ser tomado en cuenta independientemente de la carga de la red de comunicación.

La aplicacion cliente servidor de comunicacion especificada en el mapeo y definida en la IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-9 es MMS sobre TCP/IP y Ethernet. Ethernet, como se sabe dentro de las aplicaciones administrativas, no cubriria las expectativas de un proceso de conexión. Sinembargo, los intentos de llevar al Ethernet en la automatización de procesos ha llevado a desarrollar extensiones de Ethernet que proveen la capacidad de tiempo real.

La norma IEC 61850 utiliza el “ethernet switchhead” para evitar colisiones, los mensajes de tiempo critico, no se rutean y son directamente mapeados a la capa de enlace. Con el uso adicional del etiquetado de prioridad, y la conexion full-duplex en el enlace de dispositivos con la informacion crítica los requerimientos de información en tiempo real son totalmente satisfechos.

La figura 6 muestra claramente las propiedades del mapeo.

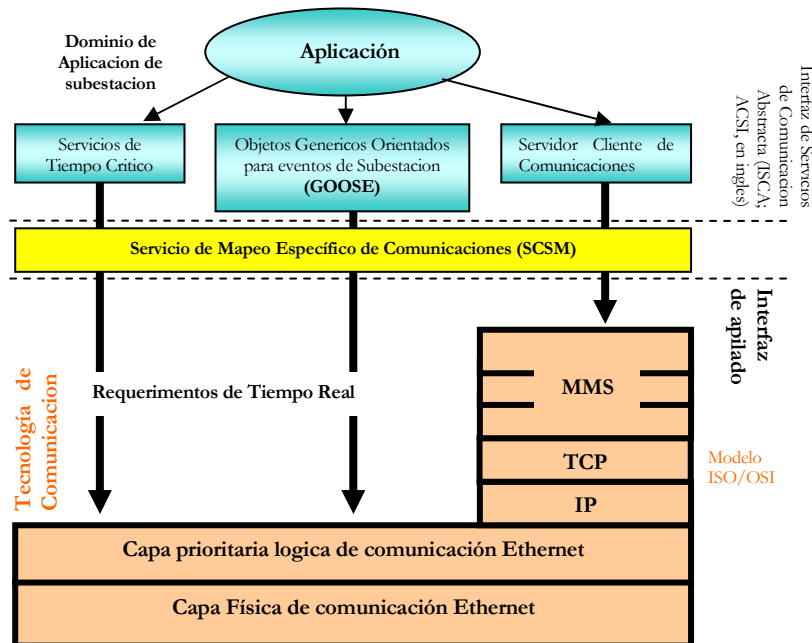


Figura 6 Prioridad en el modelo de Comunicación.

Un aspecto importante en el uso de valores de muestra de un sistema de potencia es la relación que existe entre las diferentes señales de medicion, en particular de el voltaje y la corriente. Para

algunas aplicaciones, la certeza en el dominio del tiempo tiene que ser en el rango de los microsegundos, esto significa, que cuando las muestras se obtienen en diferentes dispositivos, la relación con el tiempo base deberá tener una exactitud de menos de un microsegundo.

Hay dos soluciones básicamente para solucionar el problema, la primera, es la aproximación de una constante de adquisición de retardo. En este caso, el retraso de la adquisición del valor muestreado, (en el momento mismo de la fuente) hasta la recepción del dato (e.g. en el equipo de protección), necesita de una constante para el ajuste por fluctuación o desviación de la información, para ajustar la exactitud requerida. La unidad receptora puede poner entonces, los valores de tiempo en relación a otros basándose en el tiempo de recepción y el retraso definido.

La segunda aproximación, es usar tiempo de sincronización o tiempo relativo al muestreo. Todas las unidades serán sincronizadas de acuerdo a la exactitud requerida, las muestras son tomadas al mismo tiempo o bien tienen una estampa de tiempo del momento en que fueron muestreadas. Solamente esta aproximación puede lidiar con retrasos en la comunicación, mismos que son inevitables cuando se utiliza una red industrial para estos fines.

Por lo tanto, la norma IEC 61850 ha elegido esta aproximación, es decir, las muestras son tomadas al mismo tiempo y cada una es identificada con un número que provee la referencia de tiempo, como es muestra en la siguiente figura:

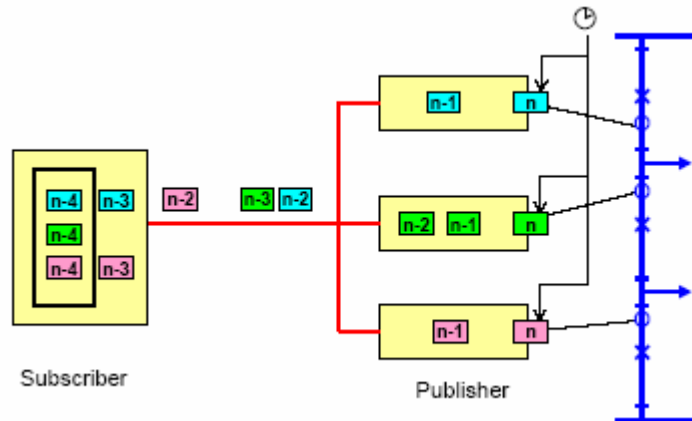


Figura 7. La aproximación para muestrear valores.

La importancia radica en sincronizar los dispositivos llevando a cabo el muestreo con la exactitud dentro del rango de un microsegundo. La IEC 61850-9-2 que define el mapeo para la transmisión de los valores muestreados asume una señal externa para sincronizar los dispositivos. En las implementaciones actuales, una señal 1PPS (un pulso por segundo) es utilizada para sincronizar los dispositivos. Esto requiere, en adición a la red de comunicación una red alterna de sincronización.

En definitiva, una red adicional de sincronización es, por lo tanto una fuente de errores. Sin embargo, no todas las funciones dependen de estos altos requerimientos de sincronización. Y las funciones de carácter crítico no necesitan información de diferentes puntos de adquisición. Con una arquitectura elaborada del sistema, la dependencia de las funciones críticas de la red de sincronización pueden ser removidas.










### 3.7 ESTRUCTURA DEL PROTOCOLO DENTRO DE LA NORMA

#### Jerarquía funcional

El modelado de cualquier función en una subestación es posible solo cuando hay un buen entendimiento del problema, al mismo tiempo, debemos tener en cuenta, que los modelos aplican solo para los aspectos visibles de la comunicación en el Dispositivo Electrónico Inteligente. Las funciones relativamente simples de un DEI, como un alimentador o un relevador de protección, son difíciles de comprender y de agrupar para realizar un modelo de objeto. Este no es el caso en dispositivos más complejos como un transformador multifuncional diferencial de protección. Mientras más complicadas de modelar son las funciones distribuidas basadas en alta velocidad y punto a punto así mismo serán las comunicaciones entre los diferentes DEIs.

La norma IEC 61850 define, no solo los modelos de objetos de los DEIs y las funciones de un sistema de automatización de la subestación, sino que también, la comunicación entre los componentes del sistema y sus múltiples requerimientos. Es muy importante entender que se puede modelar una función en un dispositivo o sistema de automatización de subestación no significa que el estándar atenta contra la estandarización de funciones en sí.

Con la infraestructura de Dispositivos inteligentes de arquitectura moderna actuales, hay un traslape de las funcionalidades entre dispositivos de diferentes tipos. Diferentes grupos dependiendo de la utilidad son utilizados en la subestación, como por ejemplo:

-  Relevadores de protección
-  Dispositivos de Medición
-  Dispositivos de conteo
-  Dispositivos de Control
-  Dispositivos de Monitoreo
-  Registradores de Disturbios
-  Registradores de Eventos
-  Dispositivos de monitoreo de la calidad de la energía
-  Unidades Terminales Remotas

2

Cada uno de los Dispositivos anteriores necesitara ser instalado, cableado a las interfaces de la subestación, probado y proporcionarle mantenimiento. Considerando los requerimientos de redundancia, muchos de estos dispositivos necesitan un primario y un respaldo, que duplica los costos naturales.

Los requerimientos de interfaces de los relevadores, son diferentes a los de equipos de medición. Como resultado necesitaran sus propios transformadores de instrumentación, que permitan mediciones exactas de la energía u otros parámetros del sistema.

Los transformadores de instrumentación no convencionales basados en la norma IEC 61850-9-2 eliminan algunos aspectos relacionados a los requerimientos conflictivos relativos a la protección y medición en dispositivos de campo.

La unidad concentradora de valores muestreados proporciona la información de múltiples DEIs por medio de la red local de estación o también llamado el “bus de proceso”. La información de estado para los interruptores y cuchillas, esta dispuesta a través de una unidad de entrada/salida (IOU) o bien pudiera darse el caso de contar con dispositivos que realicen ambas funciones.

Los dispositivos receptores entonces, procesan los datos, realizan decisiones y desarrollan comandos basados en la funcionalidad. Las acciones de protección y control de dispositivos, en este caso, operaran las salidas del relevador o enviaran un mensaje de alta velocidad par con par (P2P) a otros dispositivos para operar un interruptor o iniciar cualquier funcion de control.

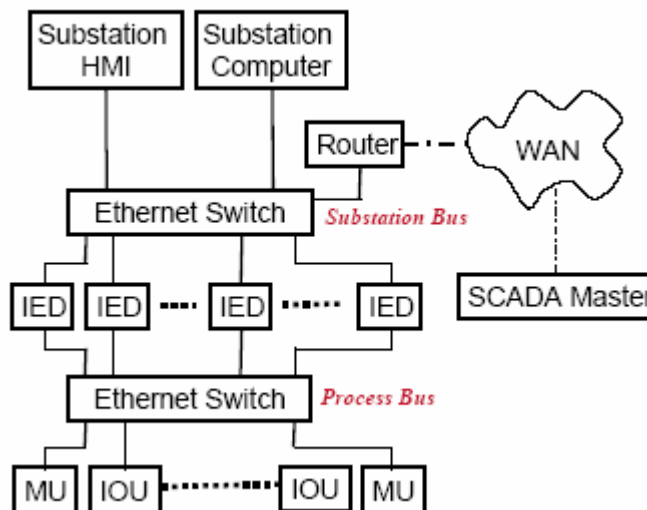


Figura 8 Esquema arquitectónico de comunicaciones

El modelado de complejos DEI's de diferentes vendedores, es también parte de los requerimientos de las funciones de los elementos básicos que pueden funcionar por sí mismos para comunicarse entre ellos. Estas comunicaciones pueden ser entre dos elementos cuyo dispositivo físico es igual o, en el caso de funciones distribuidas entre varios dispositivos a través de la red de área local.

### 3.8 FUNCIÓN DEL PROTOCOLO

#### Nodo Lógico

Un nodo Lógico es “la parte más pequeña de una función que intercambia información”<sup>1</sup> Esto es, un objeto que está definido por sus datos y métodos. Cuando se realiza una instancia (una representación lógica; en software) se convierte en un Objeto Nodo Lógico. Múltiples instancias de diferentes Nodos Lógicos se convertirán en componentes de diferentes protecciones, monitoreo y otras funciones en una subestación.

La jerarquía funcional de un relevador de protección moderno dentro de un complejo sistema, depende en gran medida de la aplicación y de la función de protección del dispositivo. Un simple dispositivo de baja entrada tendrá entonces una funcionalidad muy limitada, mientras que un dispositivo que soporta la norma IEC 61850 tiene una jerarquía compleja y funcional. Para los relevadores de protección, utilizados en tensiones altas y extra altas a nivel transmisión, el

<sup>1</sup> IEC 61850-1 Communication Networks and Systems in Substations, Part 1: Introduction and Overview



modelo debera ser considerado comprendiendo un gran numero de entradas analógicas, por ejemplo, en el caso de arreglos de doble interruptor, interruptor y medio o arreglos en anillo.

EL modelado de los relevadores de proteccion segun la norma IEC 61850 es similar al diseño de un panel de protección *figura 9* con relevadores electromecánicos o de estado solido. En este caso cada relevador individualmente, se encarga de una función en especial y el cableado entre relevadores es utilizado para adquirir mayores esquemas de proteccion.



Figura 10. Panel de Protección con relevadores electromecánicos.

EL modelado de dispositivos complejos de protección es realizable de diferentes maneras, una opcion, es modelar como servidores con un simple dispositivo y multiples nodos logicos. En este caso, ciertos elementos funcionales deberan ser agrupados juntos utilizando la jerarquía de objetos disponible y la convención del etiquetado para los objetos de datos, como se aprecia en la *figura 10*.

Uno de los principales conceptos que necesitan ser entendidos en el principio del modelado para los DEPs es que el modelo incluya objetos que son visibles para la comunicación. El relevador debera contener una gran cantidad de datos internos para el dispositivo, como datos intercambiados entre elementos o un esquema logico arreglado.

Para que los nodos logicos operen la subestación por la Red de Área Local, es necesario estandarizar los objetos de datos que son incluidos dentro de estos. La IEC 61850 considera tres niveles de datos y servicios para el modelado de diferentes funciones de automatización de la subestación.

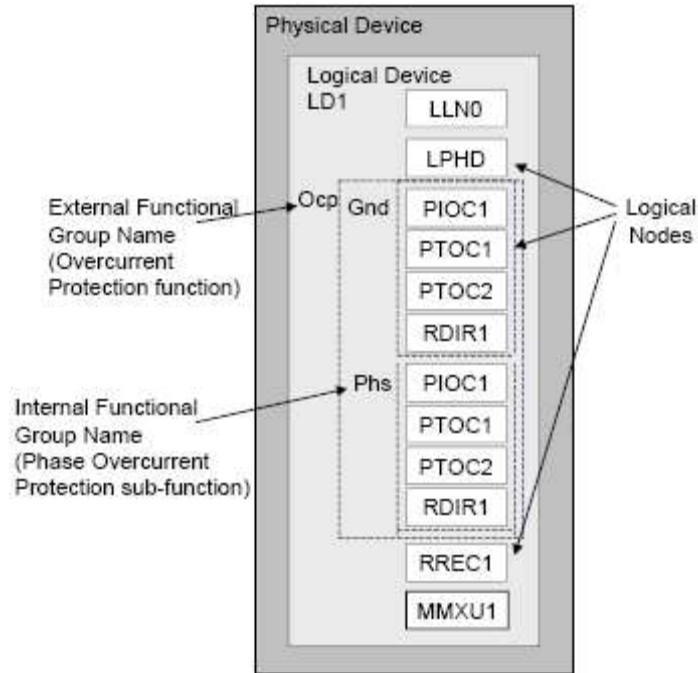


Figura 10 Modelo de objeto de datos del DEI como un dispositivo Lógico.

El primer nivel es la Interfaz Abstracta de los Servicios de Comunicación (ACSI por sus siglas en inglés). Donde se especifican los modelos y servicios para el acceso a elementos del modelo específico de objetos, como la lectura y la escritura de los valores de objeto o el control del equipo primario de la subestación.

8

El segundo nivel, define las Clases Comunes de Datos (CDC por sus siglas en inglés) y los tipos de atribuciones o cualidades de los datos comunes. Un CDC especifica una estructura que incluye una o más características.

El tercer nivel define compatibilidades de las clases de nodo lógico y clases de datos que son especializaciones de las clases comunes de datos basadas en su aplicación.

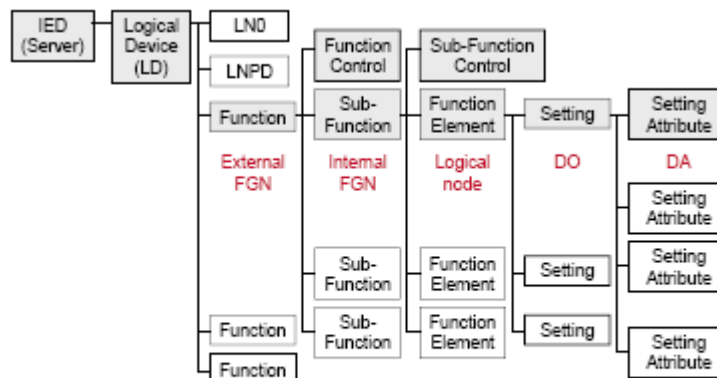


Figura 11 Jerarquía de Objetos.

La jerarquía de objetos puede ser representada como en la *figura 11*; Un servidor; típico es cualquier dispositivo físico que es modelado como parte de un sistema de automatización. Usualmente, un DEI sera modelado como servidor con un solo Dispositivo Lógico.

El servidor representa el comportamiento visible de comunicaciones de un DEI. Cada dispositivo logico, es definido como un “dispositivo virtual que existe para conjuntar nodos logicos relativos y arreglos de datos”. Los dispositivos multifuncionales son modelados utilizando diferentes tipos de nodos logicos dependiendo de la aplicación específica del DEI. Los nodos Lógicos, contienen la información requerida por una función ene específico, como un arreglo de funciones o mediciones calculadas por determinado DEI. Un Dispositivo Lógico, tiene un solo Nodo Logico “zero”, un solo Nodo Logico de Dispositivo Fisico mas uno o mas nodos logicos diversos.

En el caso de relevadores de protección, se requiere una mayor complejidad en la jerarquía de funciones, sera necesario agrupar distintos nodos logicos en un grupo funcional como por ejemplo un grupo de “Protección de Sobrecorriente”. El hecho de que un nodo logico pertenezca a un grupo funcional de nodos logicos puede ser representado por un nombre funcional de grupo, Si el dispositivo tiene una jerarquía muy compleja en la distribución de objetos, es posible utilizar un Nombre Externo de Grupo Funcional (EFGN por sus siglas en ingles) o un Nombre Interno de Grupo Funcional (IFGN) (*Ver figuras 10, 11*).

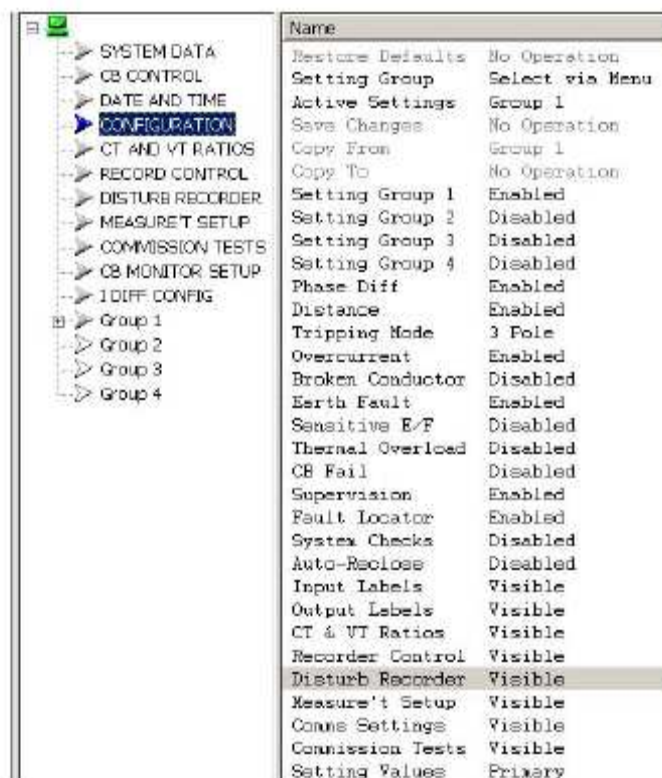


Figura 12. Configuración del Relevador para la protección de una línea de Transmisión

La figura 12 muestra la configuración funcional de un relevador de protección de una línea de transmisión. El modelo de este dispositivo en la IEC 61850 puede realizarse mapeando las diferentes funciones de la subestación soportadas por el relevador hacia diferentes dispositivos lógicos. Un dispositivo lógico representará las funciones principales de protección. Otra definirá las funciones de medición y una tercera, el historial de eventos. Un indicador de falla y un monitor del interruptor serán modelados con algunos dispositivos lógicos más.

Estas funciones podrán habilitarse y deshabilitarse, cuando una protección es deshabilitada, significa que todos los elementos funcionales (nodos lógicos) incluidos en esta, se deshabilitan también, esta es una de las razones por las que se requiere un grupo funcional de múltiples nodos lógicos.

La jerarquía funcional se vuelve más complicada en el caso de un relevador de protección de un transformador como se puede ver en la *figura 12*, pues el relevador es conectado a TC's y TP's a diferentes niveles de tensión y de corriente y en algunos casos diferentes interruptores al mismo nivel de voltaje.

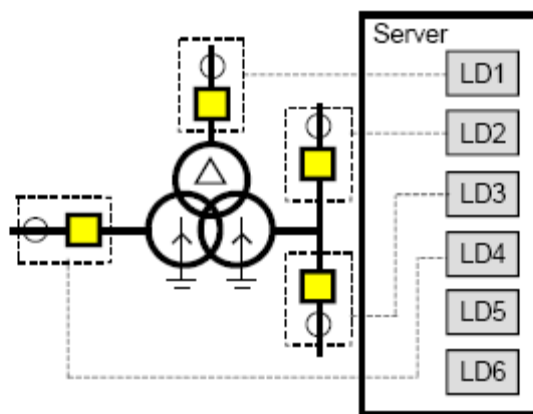


Figura 12. Modelo de Objetos de un Relevador de Protección de Transformador.

Una manera de modelar este dispositivo es utilizar un dispositivo lógico por cada interfaz física y para algunas funciones de nivel del transformador, después cada uno de estos dispositivos lógicos incluirán funciones de protección, medición y monitoreo. El nivel LD del transformador incluirá también el registro de eventos.

Otra aproximación será similar al relevador de protección de la Línea de Transmisión, tener un dispositivo lógico para la protección, el monitoreo y medición y el historial de diferente manera en grupos funcionales por nivel de voltaje y jerarquizándolo a su vez.

Los nodos lógicos no solo incluyen datos si no también arreglos de estos, diferentes bloques de control, cargas y otras definidas por estándar.

Los Datos representan dominios específicos de información que está disponible en los dispositivos integrados en un sistema de automatización de la subestación. Pueden ser simples o también complejos y estar agrupados en arreglos según las necesidades de la aplicación. Cualquier Dato deberá cumplir con la estructura indicada por el estándar y deberá incluir: **nombre de dato** (DataName), **referencia** (DataRef), Presencia y múltiples Atributos del Dato (DataAttribute's).

El **Nombre de Dato** es el nombre de la instancia del objeto de dato, mientras que la **referencia**, define el nombre raíz de la instancia del Dato.

La **Presencia** es un atributo de tipo booleano que especifica si el dato es Comando u Opcional.

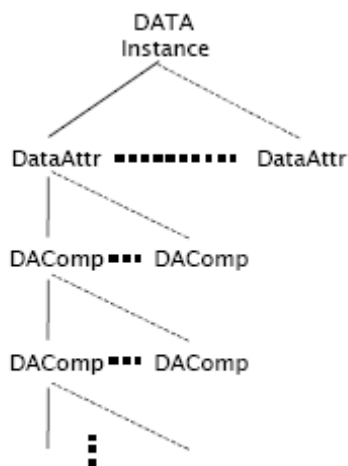


Figura 13. Atributos de Datos Anidados.

Cada una de las clases de objetos de datos deberán contener al menos un Atributo de Dato (**DataAttribute**), en lugar de este, es posible tener un simple CDC o un CDC compuesto (ambos son especializaciones de la clase de Dato) Los atributos pueden ser simples o anidados, si se da este último caso, en cada nivel de “anidación” que no sea el primero, el atributo de dato es nombrado *DAComponentName*, a su vez, los atributos de datos pueden ser primitivos (Tipo básico) o Compuestos (DATipo)

Los diferentes Atributos de datos pueden ser agrupados basándose en un uso específico, por ejemplo, algunos indican el estatus del nodo lógico. Mientras que otros, indican la configuración o la medición, la propiedad del atributo del dato que muestra su uso es la “Restricción Funcional”, el estándar define múltiples restricciones de función, algunas de las más comunes son:

- CO—control
- SP—set point
- CF—configuración
- DC—descripción
- SG—*setting group* arreglo de grupo
- MX—mediciones

Las restricciones funcionales SP son utilizadas para arreglos que son globales para el DEI, mientras que el SG aplica para arreglos que podrían tener diferentes valores dependiendo del grupo de arreglos en los que estén. Los atributos SP y SG pueden ser leídos y modificados.

La restricción funcional MX es utilizada para indicar que el atributo del dato representa medición e información. El valor de este atributo, puede ser leído, sustituido, cargado y reportado. Los valores de este atributo de dato, son normalmente basados en datos procesados por el DEI.

Un ejemplo de dato raíz (DAComponentRef) para una medición monofásica de la corriente en fase B se representa como:

**MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f**

Donde:

**MMXU1.-** es una instancia de un nodo lógico compatible de clase MMXU

**A.-** es una instancia del compuesto de clase de dato WYE utilizado para representar las corrientes de fase y la corriente de neutro

**PhsB.**

3.6 Estructura de las tramas de datos

3.7 Estructura del protocolo dentro de la norma

3.8 Función del protocolo

3.9 Parámetros

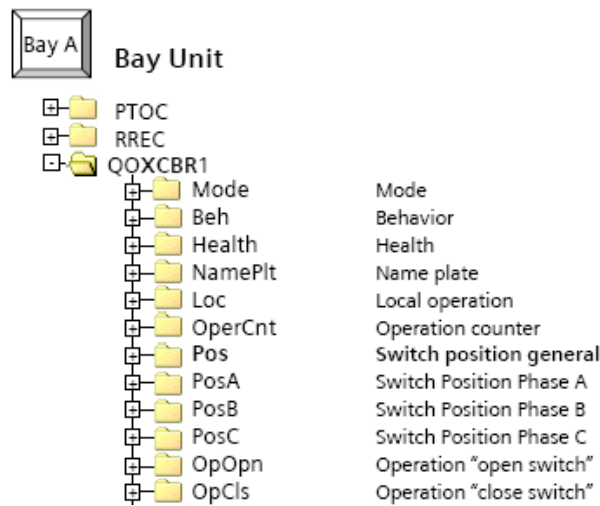
3.10 Ventajas y desventajas de la Norma IEC con otras Normas comerciales

### 3.9 PARÁMETROS

Esquema General del IEC 61 850

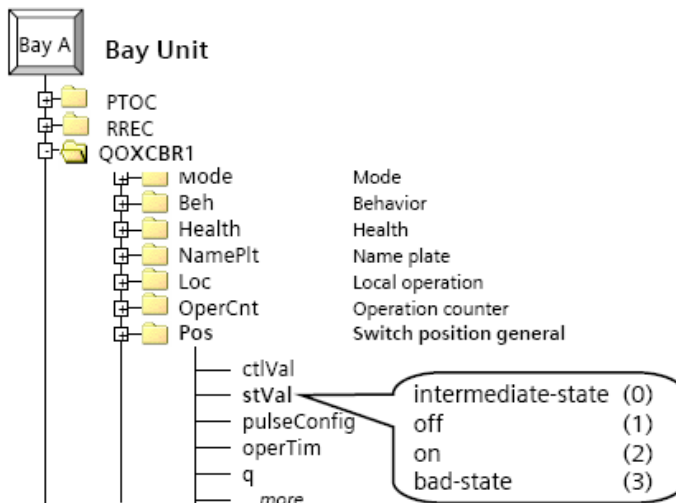
En general el esquema de la norma se describe a manera de organigrama de árbol como se muestra en la siguiente figura:

En primer termino, la Bahía representada como un nivel de concentración donde se agrupan los diferentes elementos que pudieran integrarla; Protecciones, Características, Permisivos, etc.



Cada uno de los elementos encierran en si, o están compuestos de atributos adecuados a cada apartado: Modo, comportamiento, estado, operación, posicionamiento, etc.

Con sus respectivos comandos, cada atributo con sus respectivas acciones.



Group Indicator	Logical node groups
A	Automatic Control
C	Supervisory control
G	Generic Function References
I	Interfacing and Archiving
L	System Logical Nodes
M	Metering and Measurement
P	Protection functions
R	Protection related functions
S	Sensors
T	Instrument Transformer
X	Switchgear
Y	Power Transformer
Z	Further (power system) equipment

**MMXU** Unidad de Medida  
**MMTR** Metrica  
**MSQI** Secuencia y desbalance  
**MHAI** Armonicas e Inter.-armonicas

**PSCH** Esquema de Protección  
**PTEF** Falla Transitoria de Tierra  
**PZSU** Velocidad Cero o sobrevol.  
**PDIS** Proteccion de distancia

**SIMG** Unidad de Medida de Aislamiento  
**SARC** Monitoreo y Diagnostico para arqueos  
**SPDCI** Monitoreo y diagnostico para descargas parciales.

**XCBR** Interruptor  
**XSWI** Switch de Circuito

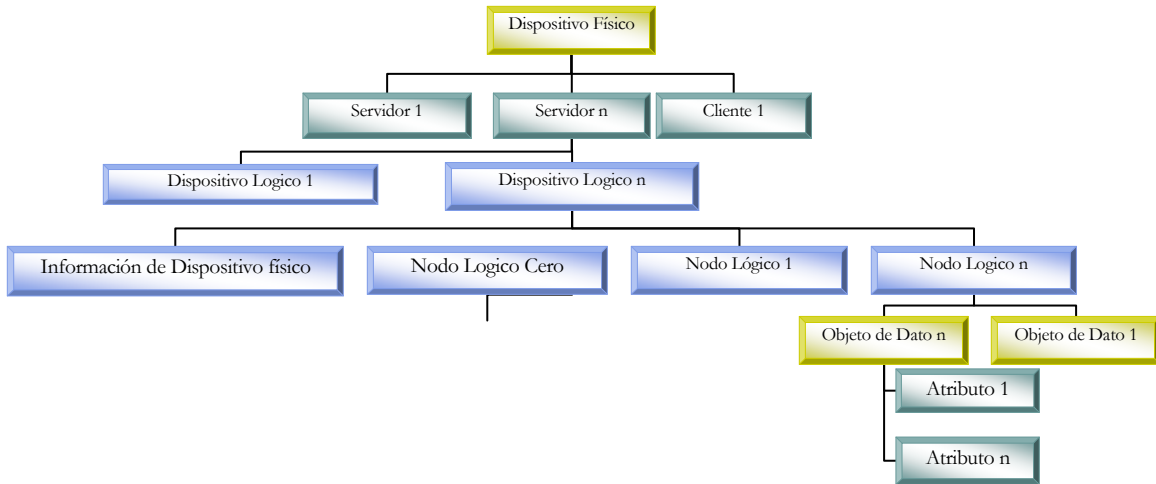
Hay cerca de 90 Nodos Logicos para abarcar la funcionalidad de la subestación

Data Classes	Number
System information	13
Physical device inform.	11
Measurands	66
Metered values	14
Controllable Data	36
Status information	85
Settings	130
	<b>355</b>

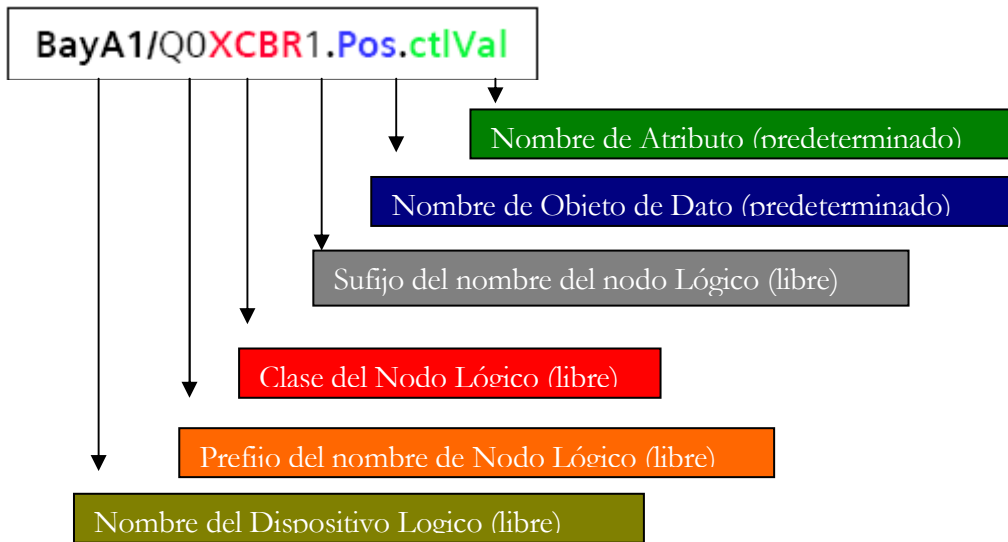
**A** – Amperes de Fase a Tierra para fases A,B,C  
**Amps** – Corriente para circuitos no trifásicos  
**Ang** - Angulo entre voltaje de fase y corriente.  
**AnIn** - Entrada Analogica para entradas I/O generica.  
**ChAnVal** – Arreglo de numeros de canales analógicos y valores actuales con etiqueta de tiempo.  
**CircA** – Medida de corriente circulante en aplicacion de transformador en paralelo  
**CtIV** - Voltaje de devanado secundario para control  
**Den** – Densidad de gas u otro fluido  
**DQ0Seq** – Cantidad de cuadratura directa o eje  
**HaTdV** – Voltaje total de armonica  
**Mac**

En cuanto a las clases, hay cerca de 350 para abarcar la totalidad de funciones dentro de la subestación. Asi pues, el organigrama de la norma IEC 61850 es de la siguiente manera:

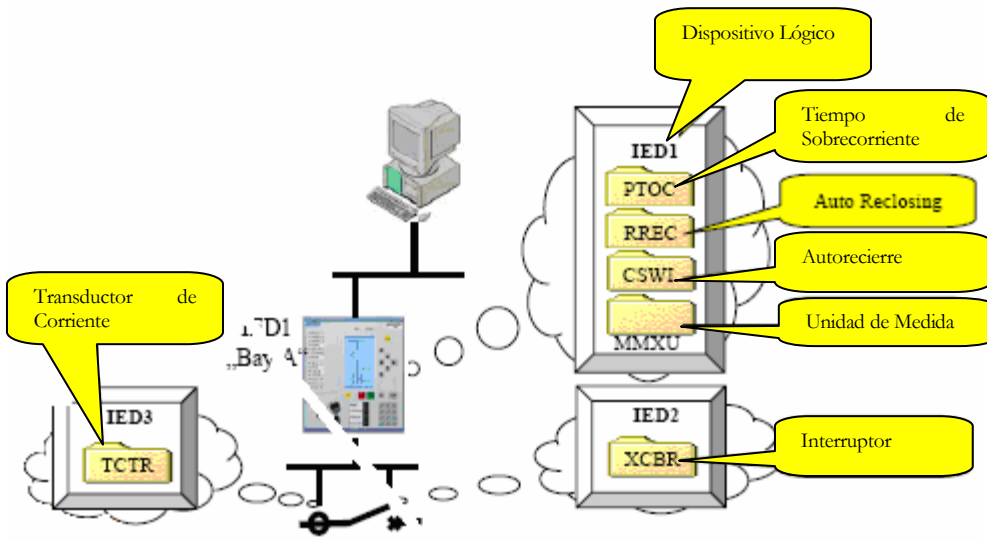




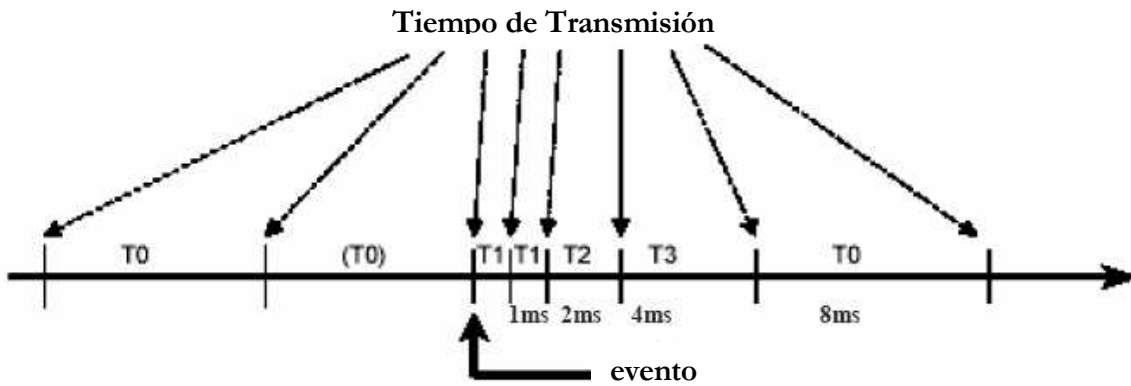
De la misma forma la descripción de una variable dentro de la norma se compone como sigue:



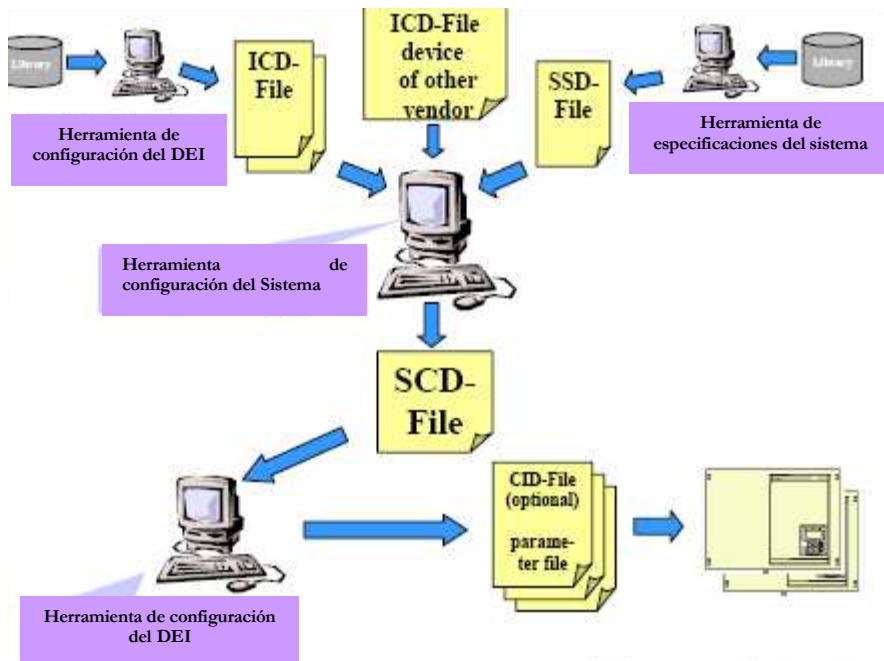
Ejemplo de una unidad de bahía con: Protección de sobre corriente instantáneo Control y Recierre.



En la figura se alcanza a apreciar la manera en que la estructura de la norma interactúa en diferentes partes del sistema.



- T0** retransmisión en condiciones estables (ningún evento por largo tiempo)
- (T0)** retransmisión en condiciones estables recortado por un evento.
- T1** tiempo de menor duración después del evento.
- T2, T3** tiempos de retransmisión desde el restablecimiento de condiciones.



ICD.- Capacidad del DEI

SCD.- Archivo de configuración de la subestación en su conjunto

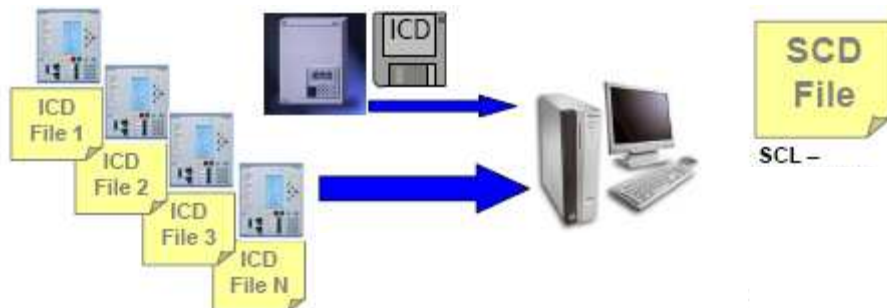
SSD.- Especificación del sistema.

CID.- Descripción de configuración del DEI.

Archivos SCL: ICD y SCD

Con el SCL, toda la información relevante puede ser escrito en un archive de texto de acuerdo con una estructura estandarizada basada en XML:

- Cada dispositivo IEC-61850 deberá proveer un archivo de descripción de dispositivo (ICD). Este archivo define la configuración del dispositivo así como su funcionamiento y sus capacidades de comunicación.
- Análogamente, la estructura de la estación, la asignación de los dispositivos a la tecnología primaria y ala comunicación interna de la estación (SCD).



La realización y procesamiento de estos archivos es realizado por los configuradores de los equipos, teniendo interfaces para este proposito de acuerdo a especificaciones de los usuarios. Sin embargo, habrá que considerar algunos detalles para la configuración del sistema:

- ✚ Indicaciones de los nombres de los dispositivos para identificarlos a través de software
- ✚ Asignación de IP's a todos los elementos de la red
  - LA dirección deberá ser única para cada componente
  - En la sub-red la asignación de IP's deberá ser sin restricciones ser sin restricciones.
  - Si hay un link externo de comunicación se deberá realizar el arreglo para el enlace predeterminado.
- ✚ Direccionamiento IP de los dispositivos de bahía en configurador
- ✚ Direccionamiento IP de la unidad central de procesamiento
- ✚ Direccionamiento de switches vía Telnet o programa terminal
- ✚ Direccionamiento IP de los servicios SNTP para sincronizar el tiempo
- ✚ Direccionamiento IP de redes externas bajo la norma que pudieran agregarse
- ✚ Viabilidad de software
- ✚ Ejecutar ping para probar la comunicación media entre dispositivos.

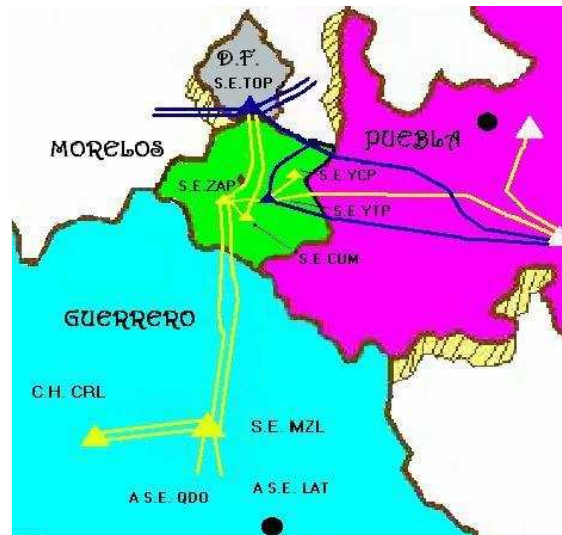
		<b>IEC 60870-5- 103</b>	<b>Profibus</b>	<b>DNP</b>	<b>Modbus</b>	<b>LON</b>	<b>IEC 61850</b>
Nivel 3 (Centro de Control)	---	---	---	✓	---	---	✓
Nivel 2 (subestación)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nivel 1 Bahía	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nivel 0 (campo)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Soporte de Ingeniería	✗	-✗	✗	✗	✗	✗	✓

*Capítulo 4. Implementación de la norma IEC 61859 para el Sistema de Información y Control Local de Estación de la S.E. Zapata de CFE*

La realización de este proyecto se llevó a cabo en una de las subestaciones principales de la Gerencia Regional de Transmisión Central, específicamente en la Subárea Sur, su importancia reside en ser una de las subestaciones que alimenta de energía eléctrica a la Ciudad de México; la Subestación Eléctrica Zapata que se encuentra ubicada en la Av. Miguel hidalgo numero 2000 Col. Aquiles Serdán, Temixco Morelos esta subestación empezó a operar en el año 1972, actualmente opera a 230/115/85 y 23.8 Kv. con 6 líneas de 230 Kv, 4 líneas 115 Kv, 4 líneas de 85 Kv y 8 alimentadoras de 23.8 Kv.

La Subárea de Transmisión y Transformación Sur es una de las siete que integran el Área de Transmisión y Transformación Central, y cubre el sur del Distrito Federal, el Estado de Morelos, gran parte del Estado de Guerrero y sus enlaces de Transmisión con Puebla, por su ubicación geográfica tiene relevancia en el hecho de que forma parte de los dobles anillos de 400 Kv y 230 Kv, que alimentan al DF. También suministra la totalidad de consumo del Estado de Morelos y aproximadamente el 85% de la energía que consume el estado de Guerrero, así como el manejo de las aportaciones de energía de la Hidroeléctrica el Caracol.

En el siguiente mapa se muestran los estados de Morelos, Puebla, Guerrero y D.F. los cuales se encuentran en la atención de la Subárea de Transmisión y Transformación Sur, con sede en la Ciudad de Cuernavaca.



1.2 Principales subestaciones atendidas por la Subárea.

Dentro de las subestaciones de Transmisión que conforman esta Área se encuentran las siguientes subestaciones:

- Topilejo;
- Yautepec
- **Zapata**
- Mézcala
- Cementos
- Caracol
- Yecapixtla;

la Subárea de Transmisión y Transformación Sur cuenta con cuatro departamentos que son fundamentales para la buena operación y conservación de los equipos que se encuentran instalados en las diferentes Subestaciones que son atendidas por este personal.

1. **Subestaciones.** Este departamento se encarga de preservar de manera operativa el equipo primario, estructuras y aislamientos que forma parte de las bahías dentro de la subestación.
2. **Comunicaciones.** Este se encarga de mantener la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de comunicación, así como también atiende la puesta en servicio de nuevos equipos requeridos por el sistema eléctrico.
3. **Protección y medición.** Su función es la de supervisar las condiciones operativas de los equipos primarios de alta tensión y las protecciones del equipo.
4. **Control.** Esta área una pieza clave del buen funcionamiento de la subestación, ya que es la encargada de mantener una operación continua y confiable de los equipos por medio de una Interfaz Hombre-máquina ya que se encarga de monitorear en tiempo real los eventos y alarmas, para poder informar a las demás áreas y ser tratado de manera mas rápida y eficiente dicha perturbación.

Dentro de la especialidad de control esta la del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de datos para alimentar de información al CENACE y que este a su vez pueda cumplir con su función de regular y dar continuidad de calidad al Sistema Interconectado Nacional y cumplir con los requerimientos de energía eléctrica que el país necesita:

El SICLE es el resultado de un proceso de integración de los diferentes dispositivos de medición, protección y supervisión de una subestación eléctrica de transmisión y transformación.

A diferencia de una subestación de distribución (Área Distribución), una subestación de transmisión debe de poder medir, proteger y supervisar diferentes elementos y/o componentes de dicha subestación, tales como:

- ✓ Subestación en General
- ✓ Líneas eléctricas
- ✓ Transformadores
- ✓ Bancos de Capacitores
- ✓ DEI's (Dispositivos electrónicos Inteligentes)

Estos elementos poseen sus propios requerimientos de control, y tradicionalmente se han realizado las labores de monitoreo de dichos elementos utilizando diferentes dispositivos que no tienen puntos en común.

Así pues, en las subestaciones de transmisión se tienen pequeñas “islas” de información, la cual solo puede ser accesada a través de sistemas propietarios. En el SICLE, se tiene una integración funcional de todos los dispositivos y sus pantallas de consulta, se pueden verificar el estado de un interruptor, cuchilla, alarma, mediciones, transformadores, Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) y de la adquisición de estos valores de mediciones. El sistema cuenta con equipos de comunicaciones para poder realizar enlace a la Intranet de CFE y por medio del cual es posible realizar todas las operaciones, configuraciones, mantenimiento, etc. que se realiza desde una consola Local, en cualquier parte de la Red de CFE.

#### *4.1 CONDICIONES DE LA S.E. ZAPATA*

Debido a los daños que dejó el incendio en la caseta principal de la Subestación el día 24 de agosto del año 2004, dejando dañados los tableros de control y el Sistema de Información y Adquisición de Datos que permitía controlar y supervisar la subestación así como transmitir información de los eventos a la Subárea de Control Guerrero- Morelos, dependiente del Centro Nacional de Control y Energía (CENACE) fue necesario la implantación inmediata de un nuevo equipo de control.

Como todo el cableado que estaba enlazado con la caseta principal quedó bastante dañado fue necesario reemplazarlo, también vista esta necesidad fue necesario la implementación de casetas distribuidas monitoreadas y controladas por medio de sitios distribuidos comunicados entre sí por un arreglo de fibra óptica y Ethernet.

Debido a la emergencia para restablecer la continuidad del servicio, la implementación del sistema de control fue de manera inmediata, los módulos y las casetas quedaron de manera temporal provisional hasta la adquisición de un nuevo equipo.

La compañía SIEMENS mostró la propuesta de su proyecto basándose en tecnología de vanguardia en los sistemas SCADA (supervisory control and data acquisition) manejando nuevos sistemas de comunicación, con un nuevo diseño digitalizado permitiendo que la

interacción entre hombre y maquina fuera amigable, ya que en los Módulos de Adquisición de Datos podemos observar la línea a la que pertenece, las mediciones, y muchas funciones mas que se detallaran mas adelante.

La residencia profesional fue con la propuesta llamada “**Instalación y Actualización del equipo de control supervisorio en la rehabilitación de la subestación eléctrica Zapata**”.

Debido al siniestro ocurrido el 24 de agosto del 2004, donde hubo pérdida total del equipo de control, protección y comunicaciones en la Subestación Eléctrica Emiliano Zapata la Comisión Federal de Electricidad hizo efectiva el seguro a sus instalaciones con que cuenta y la Compañía Aseguradora realizó una licitación para la compra, instalación y puesta en servicio de los equipos afectados. Concursando para este fin diferentes proveedores, obteniendo el contrato la compañía SIEMENS la cual cumplió en precio y con la especificación CFE-G000034.

La realización del proyecto de implantación de un nuevo Sistema de Información y Control Local de Estación (SICLE), es para tener el control y la supervisión de la subestación de manera local y remota, para reducir costos de operación, contar con la mayor información posible para la mejor toma de decisiones en la operación del Sistema Eléctrico Nacional y para conservar la continuidad del servicio de energía eléctrica en el ámbito del estado de Morelos.

#### *4.2 SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN*

Es seguro afirmar en forma general que existen tantos tipos de sistemas de control supervisorio como problemas a resolver. Los sistemas pueden variar desde instalaciones pequeñas con una estación Remota y una estación Maestra hasta sistemas grandes, sistemas con varias Maestra, varias Sub-Maestra y varias Remotas.

El sistema más **pequeño** desde el punto de vista de maestras y remotas es, obviamente el de una maestra y una remota (llamado comúnmente sistema punto-a-punto). Estos sistemas son usados frecuentemente en donde hay que cumplir con un solo objetivo, como ejemplo el control remoto de una planta hidroeléctrica desde un centro de control.

El sistema punto-a-punto es generalmente un diseño a la medida, con un numero limitado de funciones que cumplen con el propósito deseado. En muchos casos, el sistema esta completamente definido desde el principio y se requiere poca capacidad de expansión.

Otro tipo de sistema muy usado actualmente es el de una sola Maestra y varias UTR's en la forma de sistema SCADA estos controlan desde unas cuantas hasta aproximadamente 25 a 30 UTR's desde un centro de control o estación Maestra y son llamados arbitrariamente por la industria como **sistemas pequeños** la estación Maestra esta basada en una computadora y la interfaz hombre-maquina es por medio de monitores, ratones e impresoras.



Al ser sistemas bastantes predecibles en lo que respecta a sus funciones y filosofía de operación, el tiempo de entrega es relativamente corto ya que el fabricante adapta su equipo a las necesidades del cliente.

Mas allá de los sistemas pequeños están los **sistemas grandes** que pueden incluir múltiples maestras y sub-maestras y muchas UTR's. Son sistemas muy sofisticados que pueden tener funciones muy específicas y que requieren de una gran labor de ingeniería e infraestructura de comunicación. Rara vez el tiempo de entrega es de menor a 2 años.

No obstante los diferentes tipos de control supervisorio presentados aquí, podemos afirmar que todos comparten los fundamentos de la teoría de control supervisorio y que cada tipo no es más que una sofisticación de su modelo anterior.

Definitivamente, el tipo mas usado en CFE hoy en día es el de una sola Maestra y varias UTR's y esto es lo que llamamos nosotros el **sistema tradicional** .

Los equipos de control supervisorio son equipos que han sido diseñados con la finalidad de obtener la información y control de las instalaciones eléctricas a distancia desde una estación maestra mediante la cual se hace posible la ejecución de controles para la apertura / cierre de interruptores, inicio / paro de secuencias automáticas, adquisición de información analógica (voltajes, amperes, KW, KVAR, etc.) y señales digitales (indicaciones de interruptores, alarmas, operación de protecciones etc.) con el fin de proporcionar un mejor servicio y la prevención de fallas en las Subestaciones o Centrales generadoras.

Para que un control supervisorio pueda realizar las tareas asignadas requiere de varios elementos, cada uno con una función específica. En el caso de las redes eléctricas, se requiere del supervisorio para monitorear las condiciones de la red y así mismo poder dirigir señales de mando a los dispositivos a controlar por medio de estaciones remotas ubicadas en las Subestaciones y centrales generadoras.

Ya que estos sitios están geográficamente dispersos, se requiere de sistemas de comunicación para concentrar toda la información en un centro de control situado en un lugar estratégico. En este centro de control, un sistema de computo se encargara del procesamiento de datos, almacenamiento y presentación de la información al operador. En la siguiente figura se representa gráficamente el conjunto de elementos pertenecientes a un sistema de control supervisorio.

El operador toma las decisiones de acuerdo a los objetivos y metas preestablecidos, con el objeto de mantener el sistema eléctrico dentro de sus limites de frecuencia, voltaje y economía.

El SICLE es el resultado de un proceso de integración de los diferentes dispositivos de medición, protección y supervisión de una subestación eléctrica de transmisión y transformación.

A diferencia de una subestación de distribución (Área Distribución), una subestación de transmisión debe de poder medir, proteger y supervisar diferentes elementos y/o componentes de dicha subestación, tales como:

- ✓ Subestación en General
- ✓ Líneas eléctricas
- ✓ Transformadores
- ✓ Bancos de Capacitores
- ✓ DEI's (Dispositivos electrónicos Inteligentes)

Estos elementos poseen sus propios requerimientos de control, y tradicionalmente se han realizado las labores de monitoreo de dichos elementos utilizando diferentes dispositivos que no tienen puntos en común.

Así pues, en las subestaciones de transmisión se tienen pequeñas “islas” de información, la cual solo puede ser accesada a través de sistemas propietarios. En el SICLE, se tiene una integración funcional de todos los dispositivos y sus pantallas de consulta, se pueden verificar el estado de un interruptor, cuchilla, alarma, mediciones, transformadores, Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) (y de la adquisición de estos valores de mediciones. El sistema cuenta con equipos de comunicaciones para poder realizar enlace a la Intranet de CFE y por medio del cual es posible realizar todas las operaciones, configuraciones, mantenimiento, etc. que se realiza desde una consola Local, en cualquier parte de la Red de CFE.

### **FUNCIONES PRINCIPALES**

- ✓ Control remoto de los distintos elementos eléctricos primarios de la subestación (interruptores, seccionadores, etc.) desde Unidades Terminales Maestras (UTM) situadas en centros alejados de la subestación.
- ✓ Control y supervisión integral de la subestación desde la caseta principal de control situada en la propia subestación.
- ✓ Control y supervisión local de las posiciones (bahías) asociadas desde cada caseta distribuida de control, que serán casetas situadas en la subestación y cercanas a una posición determinada.
- ✓ Formación y manejo de archivos de datos: históricos y de tendencias, secuencias de eventos y maniobras.
- ✓ Supervisión y visualización de: diagrama unificar de la subestación, información sobre el flujo de carga, tensión y frecuencia en tiempo real , alarmas y lista de eventos y alarmas.

### **MODOS DE FUNCIONAMIENTO**

- ✓ **Remoto:** en este modo de funcionamiento el sistema puede ser operado desde los controles remotos (UTM's).
- ✓ **Local:** en este modo de funcionamiento no se pueden ejecutar órdenes desde las UTM's, el control se lleva a cabo únicamente mediante la caseta de control principal, las casetas distribuidas de control de las distintas posiciones y los automatismos de los MCAD's (Módulos de Control y Adquisición de Datos) de los que hablaré más adelante.
- ✓ **Prueba:** este modo se emplea para comprobar el correcto funcionamiento de los automatismos de los MCAD's, por lo que en el modo de prueba quedan deshabilitadas las órdenes de control desde las UTM's y desde las casetas de control de la propia subestación.

## NIVELES DE INSTALACION DEL SICLE

Es necesario conocer los diferentes niveles manejados para la instalación de un **SICLE** típico, ya que es una manera de ir clasificando cada componente por su nivel correspondiente, enseguida se presentan los niveles que se manejan para dicha instalación.

- ✓ Nivel 0 ó Nivel de los elementos eléctricos primarios: En este nivel se encuentra la conexión eléctrica los elementos primarios de la subestación, es decir: interruptores, cuchillas, transformadores de medida y protección, etc.
- ✓ Nivel 1 ó Nivel de los terminales de protección, control y medida: Éste es el nivel correspondiente de los DEP's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), que están conectados directamente a los elementos eléctricos primarios como son: los relees, los registradores de disturbios y los multimedidores (MM). Además, en este nivel se encuentran también los **MCAD's** (Módulos de adquisición de datos) que permiten la comunicación entre los DEP's de este nivel y los niveles superiores.
- ✓ Nivel 2 ó Nivel de la subestación: En este nivel se sitúan: La CCL (Consola de Control Local), desde la cual se puede llevar a cabo el control íntegro de la subestación. La CI (Consola de Ingeniería), que desempeñará las mismas funciones que la CCL, pero a diferencia de la anterior, que está situada en un gabinete vertical en la sala de tableros de la caseta principal de control, la CI se sitúa en una oficina apartada de todos los módulos dentro de la caseta principal.

Las comunicaciones en este nivel se hacen mediante fibra óptica. Pese a que en las especificaciones generales no se exige, en la práctica todas los proyectos estudiados en los que se incluyen en el sistema SICLE, la red de comunicaciones es redundante esto quiere decir que existen dos o mas caminos a seguir en la comunicación.

- ✓ Nivel 3 ó Nivel de control remoto: Este nivel se encuentra fuera de la subestación. En este caso sería la Subarrea de Control Guerrero-Morelos. En él se sitúan las CCR (Consolas de Control Remoto) o también llamadas UTM's (Unidades Terminales Maestras), que son centros alejados de la subestación desde los cuales la CFE puede controlar distintas subestaciones de transmisión. La comunicación desde el nivel de la subestación con estas UTM's se hará mediante los servidores SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos) y mediante la conexión de los **Módulos de Control y Adquisición de Datos** con la red WAN.

### 4.3 PROYECTO SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN SIEMENS PARA LA S.E. ZAPATA

#### 4.3.1 Software de configuración

#### 4.3.2 Equipo principal

*Para cada equipo de SIEMENS se tiene una nomenclatura, que según sus características se seleccionan para funcionar como protecciones designadas para el código ANSI*

*Designación del código ANSI a algunos de los equipos SIEMENS -SIPROTEC*

<b>CODIGO ANSI</b>	<b>EQUIPO SIPROTEC</b>
21N-67N	7SA5225
50FI	7VK6115
51H-NT	7SJ6125
87T-51L	7UT6125
MCAD	7SJ6325
230KV	7SS5220
67N-50FI	7SJ6225
87L-79	7SD5225
<b>MCAD</b>	<b>6MD665</b>

Al departamento de control se les fue asignado para su configuración los siguientes equipos:

- ✓ Módulos de Control y Adquisición de Datos (MCAD's)
- ✓ Sistema SCADA (FULL SERVER)
- ✓ Consola de Control Local (CCL)

Los dispositivos elegidos por Siemens para desempeñar la función de MCAD's en el primer nivel de la subestación son los 6MD66. El dispositivo 6MD66 es un componente integrado del sistema de control automático de energía SICAM. Tanto los MCAD's 6MD66 como los relees de protección están configurados mediante el uso de la misma herramienta, el DIGSI 4.7. Este programa de PC permite que la entrada de datos en las posiciones de los MCAD's solo tengan que introducirse una vez, evitando de este modo los posibles errores a la hora de duplicar las

entradas. Además, esta herramienta concede una interfaz con el usuario bastante sencilla, permitiendo al mismo leer y configurar de manera sencilla los datos recibidos por los módulos de configuración y adquisición de datos. En cuanto a lo que a comunicación se refiere, los dispositivos 6MD66 permiten la conexión mediante canales vía serie RS485/RS232 (necesario para la comunicación con los DEIs del primer nivel de la subestación) y mediante fibra óptica (necesario para la comunicación con los distintos elementos del segundo nivel de la subestación) a través de un amplio rango de protocolos de comunicación tales como DNP 3.0, IEC103 o IEC 61850. Las funciones principales que realizan son las siguientes:

- ✓ Funciones de protección automática: los 6MD66 se pueden configurar a través de la interfaz gráfica CFC para realizar distintas funciones automáticas de control. Esto se corresponde con lo que la CFE llama en las especificaciones generales del SICLE como funcionamiento en todo prueba.
- ✓ Supervisión de automatismos locales: control de cambiadores de derivación, servicios propios y otros.



11.1 modulo de control de bahía marca SIEMENS

Una vez comprobado que los dispositivos 6MD66 aceptan los protocolos de comunicación y realizan las funciones de control exigidas por la CFE, es necesario asegurarse de que también cumplen los requisitos exigidos para las características de su hardware. Así, éstas se detallan a continuación:

#### Entradas analógicas:

- ✓ Frecuencia nominal: 50 o 60 Hz (ajustable).
- ✓ Corriente nominal: 1 o 5 A (ajustable).
- ✓ Tensión nominal: 100 V, 110 V, 125 V,  $100/\sqrt{3}$ ,  $110/\sqrt{3}$  (ajustable).
- ✓ Capacidad térmica de carga: 12 A continuamente, 15 A durante 10 s y 200 A

- ✓ durante 1 s.
- ✓ Rango de medida de la tensión: Hasta 170 V de valor eficaz.
- ✓ Máxima tensión permitida: 170 V continuamente.
- ✓ Rango de medida de las entradas del transductor:  $\square \pm 24mADC$
- ✓ Máxima corriente de continua permitida:  $\pm 250mADC$

Las tarjetas de entradas analógicas son autocalibrables se obtienen a partir de las señales de los transductores:

- ✓ Señales de corriente:  $\pm 1mA$ , 0-1 mA y 4-20 mA
- ✓ Señales de tensión: 0-5 V, 0- 10 V,  $\pm 5V \square$  y  $\pm 10V$

#### **Entradas binarias:**

- ✓ Rango de tensión nominal: 24 a 250 V DC.
- ✓ Máxima tensión permitida: 300 V DC.
- ✓ Duración mínima de impulso de mensaje: 4.3 ms.
- ✓ Proporcionan información sobre: cambios de estado y registro secuencial de eventos de 1 ms.

#### **Salidas binarias:**

Los intervalos de señal de salida analógica para señales de corriente son:

$\pm 1mA$  y 4-20 mA.

Los intervalos de señal de salida analógica para señales de tensión son:

$\pm 1V$  y  $\pm 10V$

#### **Canales de comunicación:**

##### **Fibra óptica:**

Baudios: 1.5 Mbaud.

Longitud de onda óptica: 820 nm.

Máxima distancia: 1.5 km.

##### **RS485:**

Baudios: 1.2 Mbaud.

Máxima distancia: 1km (93.75 kbaud.), 100m (12Mbaud.).

EL termino Baud se refiere a una medida del número máximo de señales electrónicas que se pueden transmitir a través de un canal de comunicaciones.

## 11.2 SERVIDOR SCADA (FULL SERVER Y DIP's)



. 11.2 Servidor SCADA (SICAM PAS )

Los Equipos denominados FULL SERVER son aquellos que tienen la capacidad de recopilar y almacenar toda la base de datos de los MCAD's que se encuentran en la subestación. Los FULL SERVER soportan solo 100 equipos de campo, contando las protecciones y los módulos de control y adquisición de datos.

Los DIP's tienen la misma característica que el FULL SEVER, solo que este sirve como una extensión cuando la capacidad del FULL SERVER no es suficiente , en la imagen 11.2 podemos ver cuatro módulos, uno es FULL SERVER y el otro DIP y así sucesivamente.

Se dice que los DIP's aemas sirven de respaldo así que se les carga la misma base de datos, ya que por seguridad y por respetar la especificación. El software necesario para su configuración es SICAM PAS.

Características.

- ✓ Procesador Pentium 4 a 2.4 GHz
- ✓ RAM 512 Mb
- ✓ Disco duro Sólido de 2 Gb
- ✓ 4 entradas USB

- ✓ Interfase de red ETHERNET IEEE 802.3 10/100 base T.
- ✓ Sistema Operativo Windows XP

### CONSOLA DE CONTROL LOCAL (CCL)



11.3 Consola de Control Local

Este consiste en una computadora de tipo industrial, como se describió anteriormente el CCL es la interfaz Hombre-maquina en esta consola para llevar a cabo su configuración se utilizó el software denominado Win CC, así como también el SICAM PAS ya que también se puede acceder a los FULL SERVER para modificar la base de datos de la subestación.

#### Características:

- ✓ Procesador Pentium IV de 3.2 GHz,
- ✓ Disco duro de 80 Gb
- ✓ Memoria RAM de 2 GB
- ✓ Unidad de DVD RW/DVD+R,
- ✓ Dos puertos RS-232,
- ✓ Puertos USB y paralelo
- ✓ Interfase de red ETHERNET IEEE 802.3 10/100 base T.
- ✓ Monitor cromático, de cristal liquido (LCD) TFT 19 pulgadas
- ✓ Tarjeta de video para bus AGP onn 64 MB de memoria, resolución mínima de 1024x1024.
- ✓ Teclado alfanumérico en español de uso rudo tipo membrana, y dispositivo para movimiento de cursor tipo Track-Ball
- ✓ Sistema operativo Windows XP



## CONVERTIDOR DE PROTOCOLO



11.4 Convertidor de protocolos D20

El protocolo de comunicación, es el lenguaje en el cual se comunican los diferentes dispositivos que conforman el sistema SCADA. El protocolo de comunicación, debe ser entendido tanto por el sistema central, como por las unidades terminales remotas, para que a través del medio de comunicación puedan establecer el intercambio de información.

Adicionalmente los sistemas SCADA, requieren de los medios de comunicación para poder cumplir con sus funciones básicas. Estos medios ó vías de comunicación, se encargan de llevar la data recopilada por las UTRs a los centros de control y viceversa.

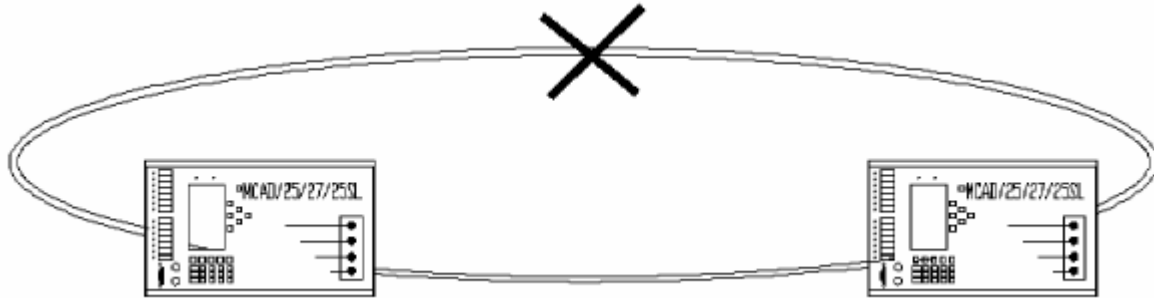
Los dispositivos elegidos por Siemens para desempeñar esta función es el servidor D20.

Los dispositivos D20 permiten llevar a cabo la conversión de los protocolos a nivel local para enlazarse a nivel remoto, también cubre las funciones requeridas para un servidor SCADA de un sistema SICLE, al poder adquirir datos desde niveles inferiores para una comunicación a un nivel superior alejado de la subestación y al permitir, además, ejecutar órdenes provenientes desde dicho nivel superior. Para poder realizar estas funciones, los servidores SCADA deben

aceptar distintos protocolos para poder formar parte de un sistema abierto y ésta es una de las características de las que goza el dispositivo D20. Con este tipo de dispositivos conseguimos que toda la información que queremos transmitir a niveles superiores (UTM's) se concentre en una sola base común

## RED DE COMUNICACIÓN

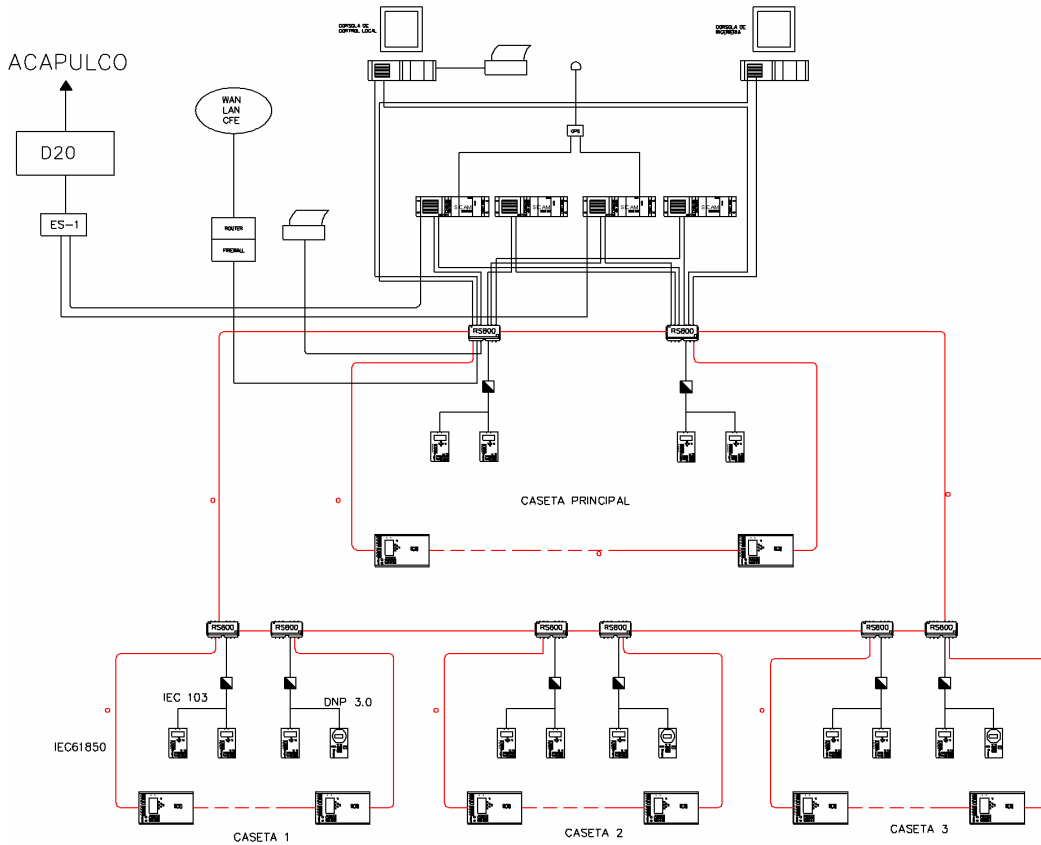
La red que se encuentra en la subestación Zapata es una configuración en doble anillo para tener una mejor seguridad en la comunicación, es decir que la configuración en anillo tiene como ventaja que es una configuración redundante. Es decir, por su propia estructura permite la comunicación entre dos elementos del sistema mediante más de un camino. Así, si nos fijamos en la figura 11.5 podemos observar cómo se pueden comunicar dos MCAD's cualquiera del sistema aún produciéndose un fallo en el tramo directo que comunica a ambos elementos, ya que la información puede transmitirse siguiendo el sentido contrario al camino más corto de comunicación.



11.5 demostración de la configuración en anillo

En esta conexión si existiera un fallo en el tramo directo que comunica a ambos elementos, la información puede transmitirse siguiendo el sentido contrario al camino más corto de comunicación,

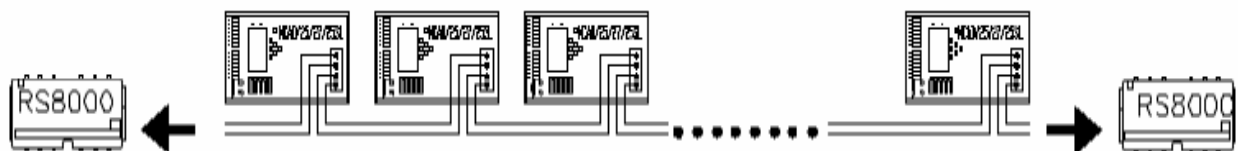
La topología de la red LAN en la subestación Zapata es la siguiente:



11.6 Red LAN de comunicación en la subestación eléctrica Zapata

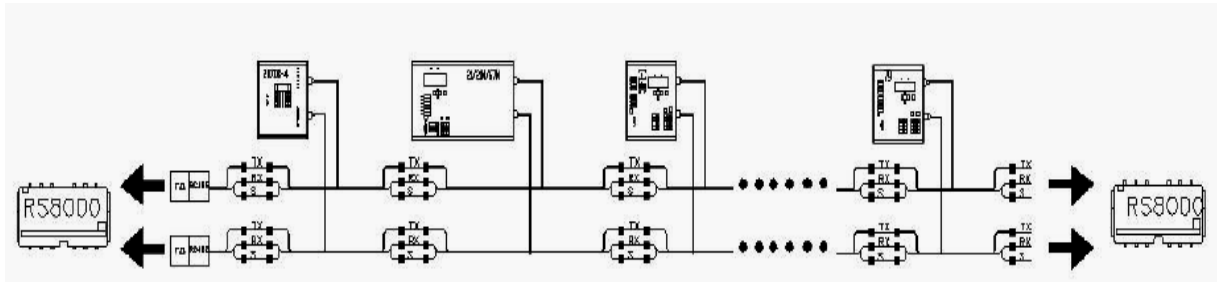
Los Mcad's se conectaron por medio de fibra óptica ya que traen la tecnología para llevar a cabo dicha conexión, todos los demás equipos como son protecciones (relevadores) van conectados por medio de cable trenzado telefónico (UTP) por una conexión RS485 que no es mas que la manera de configuración para su comunicación, esta conexión entra a un convertidor de RS485 a Ethernet. Los cables que están en ethernet y la fibra óptica saliente de los Mcad's se conectan a un switch inteligente el cual se encarga de recibir todas las señales que vienen de los equipos mandando así estas señales a un distribuidor de fibra óptica. El switch tiene la cualidad de un convertidor de ethernet a fibra óptica.

El cable de fibra óptica se usa en la LAN como alternativa, al cable de cobre. Este lleva señales de datos en forma de as de luz modulada. Las señales eléctricas son convertidas en señales ópticas por una fuente de luz, un diodo emisor de luz (led) o un láser.



11.7 red MCAD's

Como mencionamos los relevadores van conectados por un par trenzado de cable UTP, la manera de enviar su información es por medio de una configuración RS485, esta configuración es por medio de un conector DB9, Esta configurado a manera que sea un bus en donde van conectadas todas las protecciones pasando a un convertidor RS 485 a Ethernet, esto para dar una mayor velocidad en su transporte de datos.



11.8 Red de protecciones

Como podemos ver en la imagen de la red las comunicaciones de los protocolos llegan hacia un switch inteligente el cual los manda a los switch principales para así ser enlazados a los FULL SERVER, que son los que reciben toda la información de estos equipos.

De los Switch principales esta conectado la Consola de Control Local (CCL), la Consola de Ingeniería (CI), los FULL SERVER, y de estos FULL SERVER se encuentra conectado el Convertidor de Protocolos D20.

Este Servidor SCADA se encarga de recibir todos las tramas (paquetes) de comunicación y enviarlos por medio del convertidor de protocolos a nivel superior por la red WAN a través de un router. Cabe mencionar que por cada equipo instalado en la subestación ya sea protección, modulo de control de datos, o cualquier equipo de computo que se requiera para la instalación del sistema, se le es asignada una dirección **IP** que entre en el dominio de la red las siglas de la IP va en el siguiente orden: 192.168.1.\_\_\_\_ el ultimo numero va a variar dependiendo del numero que se le asigne.

En la topología de la Red LAN esta basado en la comunicación Ethernet en base al protocolo TCP/IP (Protocolo de control de transmisión /Protocolo de Internet), este protocolo vienen estructurado en capas las cuales son:

Capas TCP/IP
Aplicación
Transporte
Internet
Acceso a la Red

- ✓ **Aplicación:** Es la capa más alta; ésta provee servicios de alto nivel a los usuarios como transferencia de archivos, entrega de correo electrónico, y acceso a terminales remotas. Los programas de aplicación recogen diferentes protocolos de transporte dependiendo del tipo de servicio de transporte que requieran.
- ✓ **Transporte:** Tiene como tarea principal la de proveer comunicación punto a punto entre las aplicaciones. Los protocolos de transporte usan el servicio de entrega de paquetes que provee la capa de Internet.
- ✓ **Internet:** Provee el servicio de entrega de paquetes de una protección a otra, por medio del protocolo de Internet (IP). La integridad de los datos no se verifica en este nivel, por lo que el mecanismo de verificación es implementado en capas superiores (Transporte o Aplicación).
- ✓ **Acceso a la Red:** Al medio acepta datagramas de la capa de Internet y los envía físicamente. El "módulo" para el acceso al medio es con frecuencia un manejador de dispositivo para una pieza particular de hardware, y la "capa" de acceso al medio puede consistir de múltiples módulos.

Los protocolos establecen una descripción formal de los formatos que deberán presentar los mensajes para poder ser intercambiados por equipos; además definen las reglas que ellos deban seguir para lograrlo.

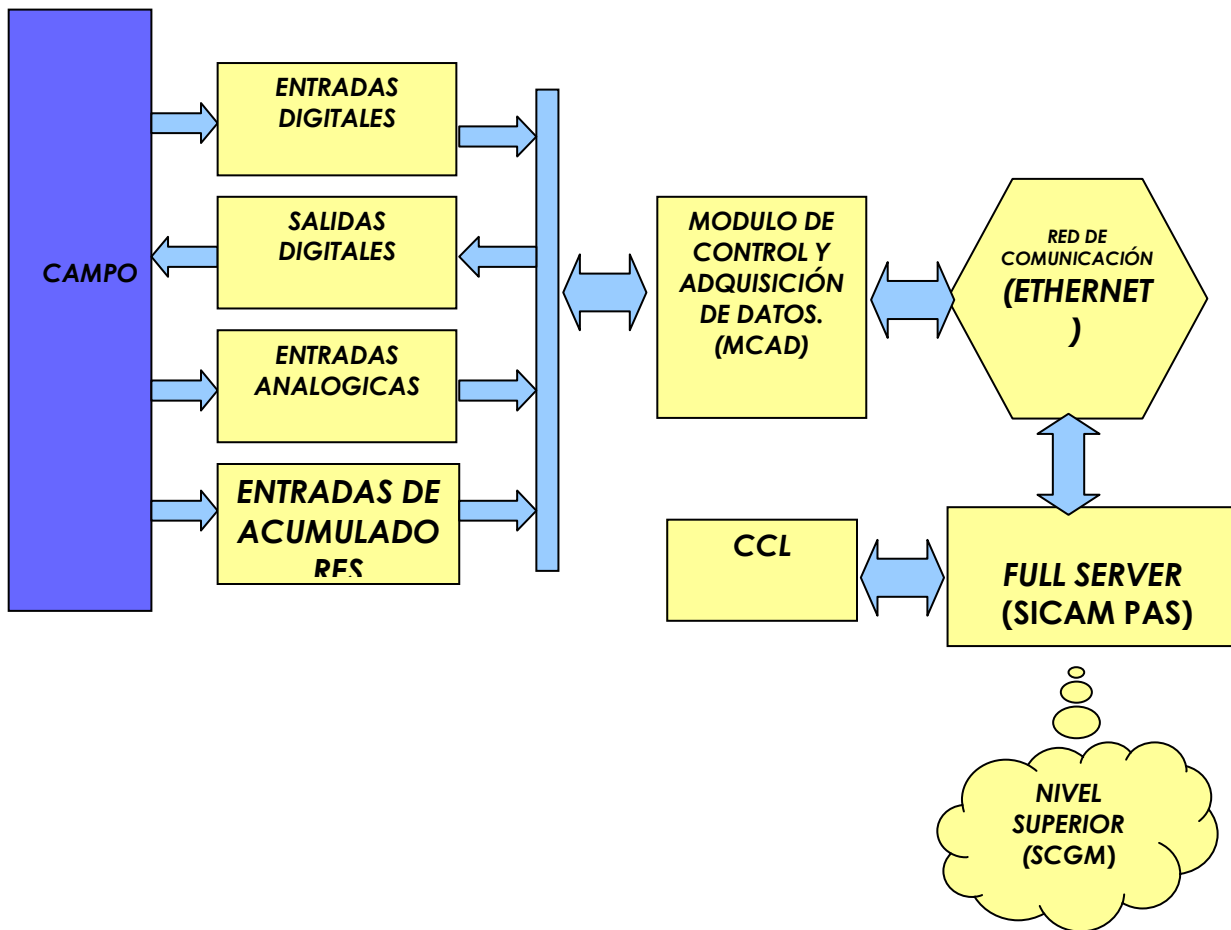
Los protocolos de aplicación empleados en la subestación son los siguientes:

- ✓ **IEC61850:** Es utilizado para la comunicación entre MCAD's
- ✓ **IEC103:** Este es utilizado en la red de las protecciones.
- ✓ **DNP 3.0:** Es utilizado para la comunicación de los multimedidores.

El protocolo IEC 61850 es utilizado en la red de los MCAD's, es el estándar internacional para los sistemas de la automatización de la subestación. Define la comunicación entre los dispositivos en la subestación y los requisitos relacionados del sistema.

### *CONEXIÓN A TRAVÉS DE RED WAN*

La conexión desde el concentrador al equipo de hardware que previene algunos tipos de comunicaciones prohibidos por las políticas de red ( Firewall ) y a un dispositivo que interconecte la red (Router) se hace mediante comunicación Ethernet protocolo TCP/IP, y desde el Router a la Red WAN con Red LAN. En este aspecto, es necesario comentar que no existe en este diseño una comunicación directa desde los DEI's hasta la Red WAN, sino que la comunicación con el nivel de control remoto se hace siempre pasando por el concentrador del nivel 2 que son los servidores SCADA, lo cual se no se corresponde con las exigencias de la CFE acerca de esta conexión.



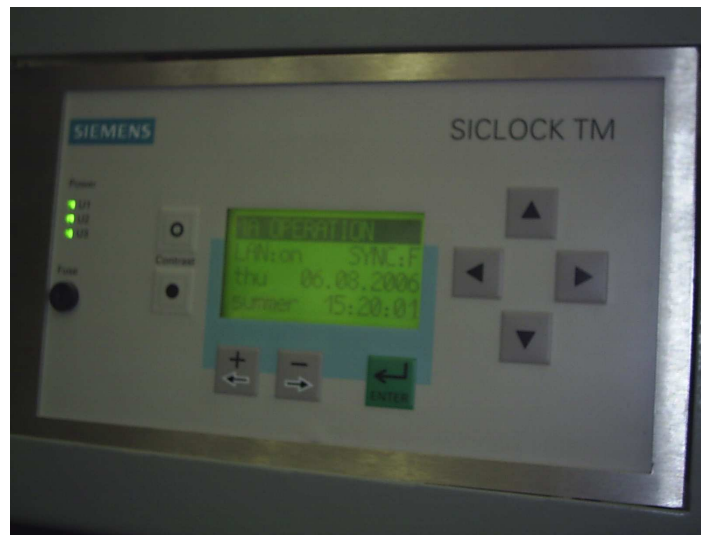
11.9 Modelos esquemático de la red de comunicaciones de los equipos

### 11.7 SISTEMA GPS

La estampa de tiempo que aparece en las señales de alarmas y eventos, están basados en una tecnología denominada GPS, esto se hace para que cuando ocurra una falla, el CCL informe la hora exacta en que ocurrió el incidente o cualquier evento. Todos los equipos tienen que ir en sincronización con el mismo tiempo sin ningún retraso de este, por eso es que se implemento un este sistema.

El sistema GPS recibe dos tipos de datos, los datos del Almanaque, que consiste en una serie de parámetros generales sobre la ubicación y la operatividad de cada satélite en relación al resto de satélites de la red, esta información puede ser recibida desde cualquier satélite, y una vez el receptor GPS tiene la información del último Almanaque recibido y la hora precisa, sabe donde buscar los satélites en el espacio; la otra serie de datos, también conocida como Efemérides, hace referencia a los datos precisos, únicamente, del satélite que está siendo captado por el receptor GPS, son parámetros orbitales exclusivos de ese satélite y se utilizan para calcular la distancia exacta del receptor al satélite. Cuando el receptor ha captado la señal

de, al menos, tres satélites calcula su propia posición en la Tierra mediante la triangulación de la posición de los satélites captados, y nos presentan los datos de Longitud, Latitud y Altitud calculados. Los receptores GPS pueden recibir, y habitualmente lo hacen, la señal de más de tres satélites para calcular su posición. En principio, cuantas más señales reciben, más exacto es el cálculo de posición.



11.10 Monitoreo del sistema GPS (SIEMENS)

#### 4.3.3 Pruebas y Puesta en Servicio

Para llevar a cabo las actividades se siguieron las siguientes normas:

CFE G0200-02-1995 Diagramas Unifilares de Arreglos para Subestaciones.

CFE E0000-01-1991 Conductores para Alambrado de Tableros Eléctricos.

CFE G0000-45-1999 Pruebas y Diagnóstico de Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).

CFE L0000-32-1989 Manuales Técnicos.

CFE L0000-36-1990 Servicios de Supervisión de Montaje y Puesta en Servicio.

CFE U0000-11-1990 Pruebas para Evaluar el Comportamiento del Equipo Electrónico en Condiciones de Operación.

CFE V6700-62-2002 Tableros de Protección, Control, Medición y Supervisión para Subestaciones Eléctricas.

Enlistado de las actividades realizadas.

1. Configuración de los equipos del sistema de control supervisorio..
2. Comprobación del Hardware de los MCAD's y el servidores SCADA (Pruebas punto a punto a nivel local.)

3. Integración con el sistema SCADA a nivel remoto (pruebas punto a punto a nivel superior.)
4. Pruebas de puesta en servicio con el Servidor SCADA a nivel superior.
5. Aplicaciones específicas CCL.

Es importante mencionar que en los puntos 2 y 3 las pruebas se realizaron en vacío, es decir las protecciones y los módulos de control de bahía no están aun conectados a los equipos primarios. Solo se encuentra el tendido de los cables.

## 12.2 CONFIGURACIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO.

ACTIVIDAD	FEBRERO					MARZO														
	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA	SEMANA										
	6 AL 12	13 AL 19	20 AL 26	27 AL 5	6 AL 12															
CONFIGURACIÓN Y DESCARGA DE LA BASE DE DATOS HACIA LOS EQUIPOS POR MEDIO DE SOFTWARE, DIGSI, SICAM PAS.	P	█	█	█	█	█	█	█	█	█										
	R	█	█	█	█	█	█	█	█	█										
CONFIGURACIÓN Y DESCARGA DE LA BASE DE DATOS HACIA LOS EQUIPOS POR MEDIO DE SOFTWARE, DIGSI, SICAM PAS.	P										█	█	█	█	█	█	█	█	█	█

La empresa SIEMENS trae consigo los diagramas de alambrado hacia los equipos ya que con anterioridad se realizó un estudio de las necesidades que requería la subestación para una buena operación y monitoreo.

De acuerdo a los diagramas se iba revisando y como ya existía una base de datos anterior se respetó el orden de esa base de datos agregando o quitando algunas alarmas o señalizaciones. Por cuestiones de política de la empresa no es posible mostrar la base de datos dentro de este documento.

La base de datos consiste en unos listados de alarmas, controles, mediciones, para las cuales son cargados en los MCAD de acuerdo al tipo de señal.

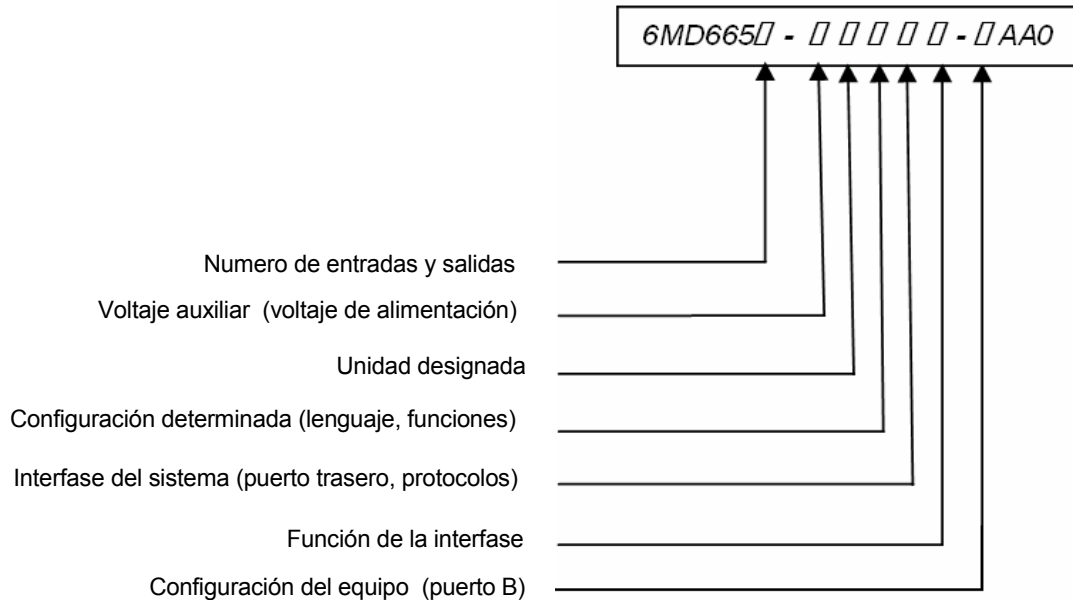
### 12.2.1 PROGRAMACIÓN DE LOS MCAD

Para llevar a cabo el cargado de la base de datos al Modulo de Adquisición de Datos (MCAD), se utilizó el programa denominado **DIGSI 4.7** en él podemos manejar las señales digitales, las mediciones (analógicas), así como también llevar a cabo controles.

La programación es basada en la ingeniería (Diagramas de alambrado) de cada uno de los módulos, por ejemplo, para la indicación de la apertura y cierre de cuchillas que en este caso sería una entrada digital, tenemos que dirigirnos en el punto que está marcado en la ingeniería.



Para la programación de los **MCAD** se tiene una clave esta es designada por la empresa SIEMENS, esta clave se denomina **MLFB** en esta clave van implícitas las características de los módulos:

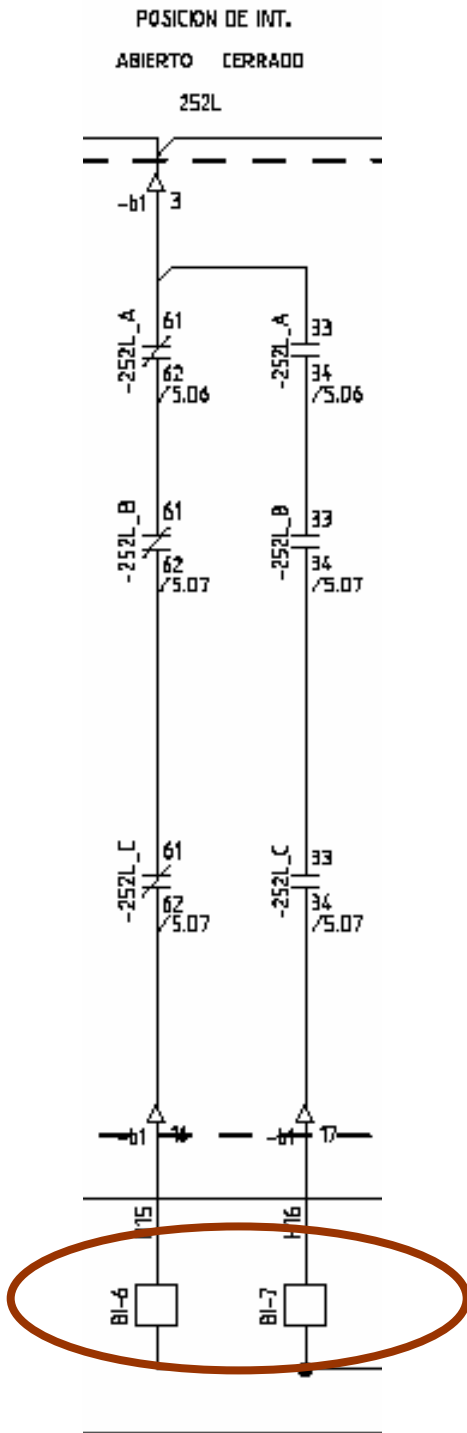


12.1 Características del MLFB del MCAD

Esta clave es introducida al iniciar la configuración de los MCAD, el MLFB introducido en este caso es **6MD66545EB900AA0**, cubriendo esta clave se procede al cargado de la base de datos.

A manera de ejemplo se tiene este extracto de la ingeniería, para entender el cargado de la base de datos.



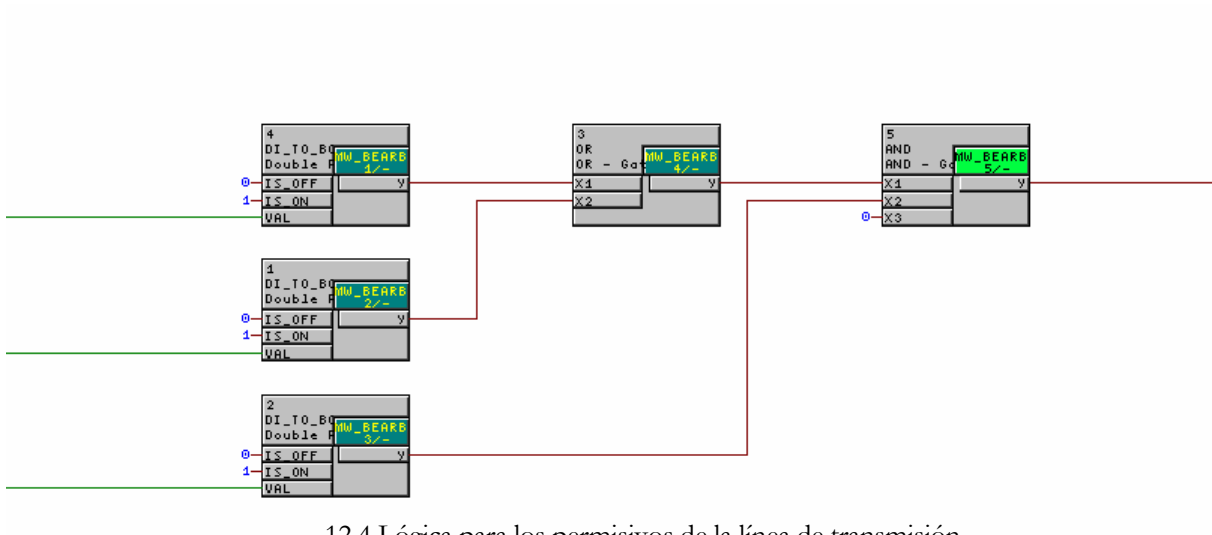


12.2 Unifilar de entradas binarias

Como podemos ver en la figura 12.2 es un diagrama en donde da referencia a la posición abierto – cerrado existe un numero que es 252L se refiere a un interruptor.

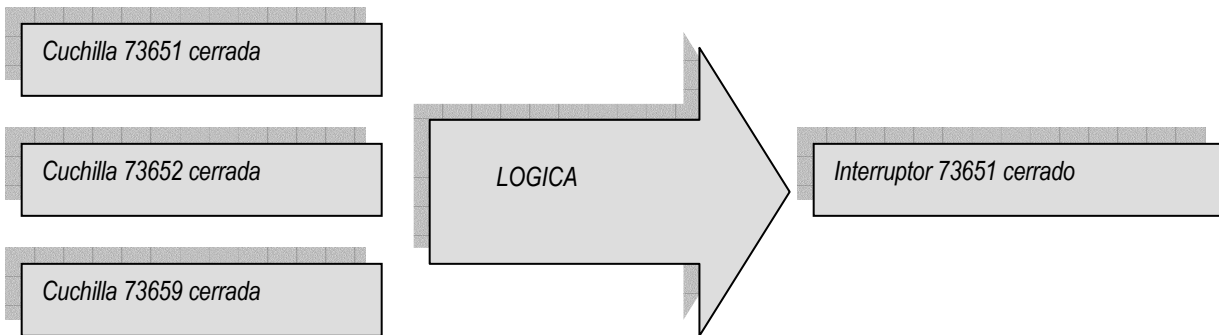
En la parte inferior del esquema 12.2 podemos ver las terminaciones BI-6 y BI-7 esto quiere decir que va a corresponder a la entrada binaria 6 y 7 (binary input).





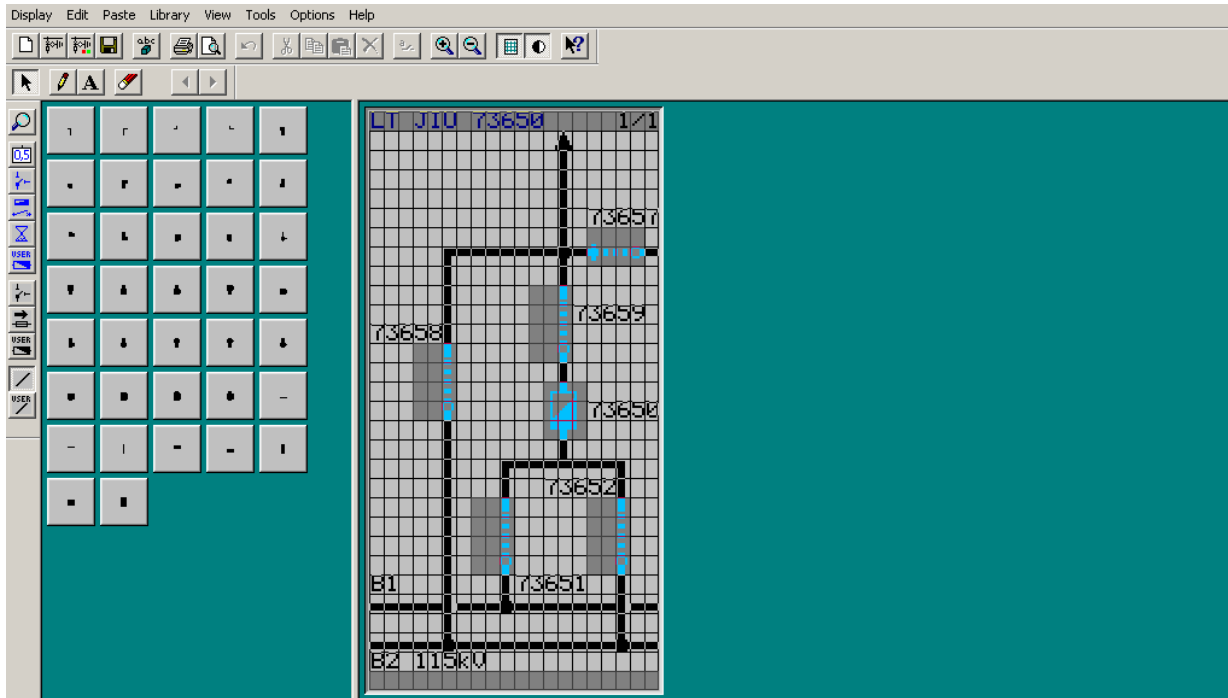
12.4 Lógica para los permisos de la línea de transmisión

Del lado izquierdo de la ventana nos da la etiqueta de las variables accionadas para la apertura de los interruptores, del lado izquierdo es el resultado del comando de control.



12.5 Esquemático de la lógica para los permisos

Siguiendo con la configuración se dibuja la línea que va a estar en el display del MCAD, en la opción de **Default Display** en la cual nos da las herramientas necesarias para el trazado de la línea. La pantalla es la siguiente:



12.6 Pantalla principal de configuración del display del MCAD

Como podemos ver la pantalla es muy amigable además de dibujarla debemos de asignar a que cuchilla pertenece de acuerdo a la base de datos

Una vez terminado el programa, se procede a descargar el proyecto para la configuración en el MCAD (6MD665).

Los equipos 6MD665 tienen cuatro puertos los cuales cada uno tiene la siguiente función:

**Puerto A:** es para la sincronización externa, va conectado al sistema GPS.

**Puerto B:** Es para la explotación de datos se le denomina también como puerto de comunicación.

**Puerto C:** Para bus de comunicación con DIGSI a través de una configuración RS485.

**Puerto frontal:** Este puerto es conocido como puerto de configuración, en este puerto es donde se descarga el proyecto generado por software, la interfaz consta de un arreglo RS232.

En este equipo tiene la capacidad de tener un total 65 entradas binarias, 25 salidas de control. Así que si la línea que se está configurando tiene más señales de las que puede soportar este equipo es necesario utilizar otro más y configurarlo a manera que se comuniquen entre sí.

En la siguiente tabla se muestra el numero de señales que se configuraron por línea dentro de la subestación Zapata..

<b>CASETA 1</b>	<b>CASETA 3</b>	<b>CASETA PRINCIPAL</b>
<b>AT3 230/115 KV 92030</b>	<b>AT3 230/115 KV (72030)</b>	<b>LT TEZOYUCA (5010)</b>
Digitales 77	Digitales 68	Digitales 18
Controles 17	Controles 12	Controles 2
Mediciones 34	Mediciones 25	Mediciones 18
<b>AT4 230/115 KV 92040</b>	<b>AT3 230/115 KV (72040)</b>	<b>LT SANTA FE (5020)</b>
Digitales 77	Digitales 68	Digitales 18
Controles 16	Controles 12	Controles 2
Mediciones 34	Mediciones 25	Mediciones 18
<b>LT TOPILEJO 93190</b>	<b>LT TEJALPA (73610)</b>	<b>LT TEMIXCO (5040)</b>
Digitales 82	Digitales 58	Digitales 18
Controles 38	Controles 15	Controles 2
Mediciones 43	Mediciones 37	Mediciones 18
<b>LT CEMENTOS 93200</b>	<b>LT CIVAC (73620)</b>	<b>LT BURGOS (5050)</b>
Digitales 82	Digitales 58	Digitales 18
Controles 38	Controles 15	Controles 2
Mediciones 43	Mediciones 37	Mediciones 18
<b>LT YAUTEPEC 93500</b>	<b>LT JIUTEPEC (73650)</b>	<b>LT CALERAS (5030)</b>
Digitales 82	Digitales 58	Digitales 18
Controles 38	Controles 15	Controles 2
Mediciones 43	Mediciones 37	Mediciones 18
	<b>LT TEZOYUCA (73660)</b>	<b>LT CTRL DE ABASTOS (5060)</b>
	Digitales 60	Digitales 18
	Controles 15	Controles 2
	Mediciones 37	Mediciones 18
	<b>ENLACE 115KV (79120)</b>	<b>LT AEROPUERTO (5070)</b>
	Digitales 41	Digitales 18
	Controles 7	Controles 2
	Mediciones 25	Mediciones 18
		<b>LT CD CONFECCION (5080)</b>
		Digitales 18
		Controles 2
		Mediciones 18
		<b>BCO 1 230/115-85 KV (92010)</b>
		Digitales 77
		Controles 17
		Mediciones 34
		<b>BCO 2 230/115-85 KV</b>
<b>CASETA 2</b>		
<b>BCO 5 85/23.8 KV (52050)</b>		
Digitales 17		
Controles 1		
Mediciones 18		
<b>BCO 6 85/23.8 KV (52060)</b>		
Digitales 17		
Controles 1		
Mediciones 18		
<b>BCO 1 230/115-85 KV (72010)</b>		
Digitales 64		
Controles 10		
Mediciones 25		
<b>BCO 1 230/115-85 KV (72020)</b>		
Digitales 64		
Controles 10		

Mediciones 25  
**BCO 5 85/23.8 KV**  
**(72050)**

Digitales 62  
 Controles 14

Mediciones 34  
**BCO 5 85/23.8 KV**  
**(72060)**

Digitales 62  
 Controles 14  
 Mediciones 34

**LT TEOPANZOLCO**  
**(73040)**

Digitales 58  
 Controles 15  
 Mediciones 31

**LT TEOPANZOLCO II**  
**(73050)**

Digitales 58  
 Controles 15  
 Mediciones 31

**LT TLALTIZAPAN**  
**(73060)**

Digitales 58  
 Controles 15  
 Mediciones 37

**(92020)**  
 Digitales 77  
 Controles 17

Mediciones 34  
**LT TIANGUISTENCO**  
**(93040)**

Digitales 82  
 Controles 38

Mediciones 43  
**LT MEZCALA II (93240)**

Digitales 83  
 Controles 38

Mediciones 43  
**LT MEZCALA I (93250)**

Digitales 83  
 Controles 38

Mediciones 43  
**ENLACE 230KV (99120)**

Digitales 47  
 Controles 7

Mediciones 25

### 12.2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS FULL SERVER.

Ya teniendo la base de datos por cada MCAD se procede a juntar toda en un solo servidor que se refiere al servidor SCADA, en este caso se basa en el software denominado **SICAM PAS**.

La Interfase de Usuario/SICAM PAS se compone de tres programas independientes

**SICAM PAS UI – Configuración**

**SICAM PAS UI – Operación**

**SICAM PAS Visor de Valores**

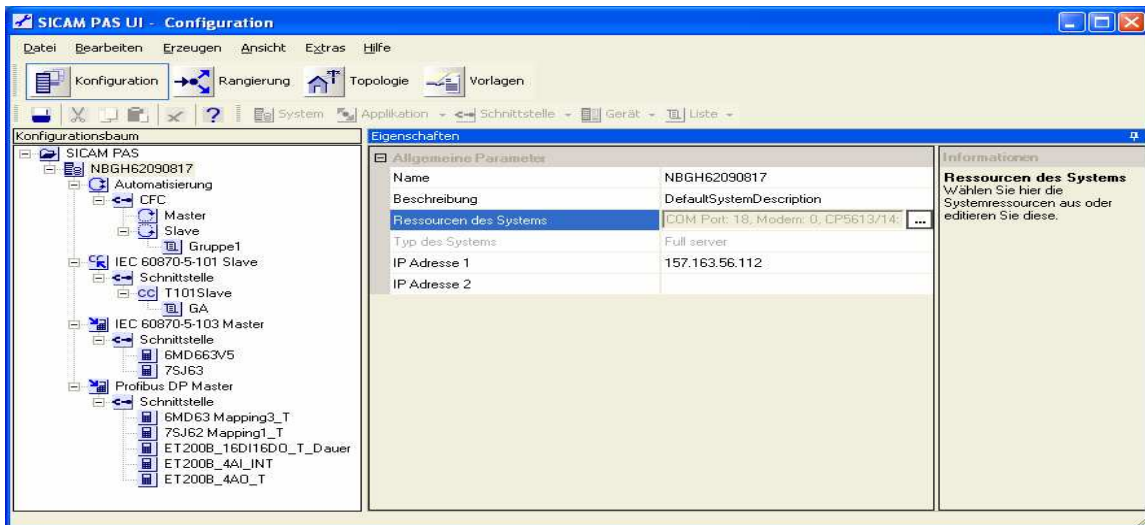
**1. SICAM PAS UI – Configuración.** Empleado para la parametrización de las aplicaciones específicas del proyecto

- ✓ Configuración
- ✓ Asignación de variables
- ✓ Topología

✓ Modelos  
Configuración



Se configura el sistema SICAM PAS así como los ajustes asociados que deben parametrizarse.

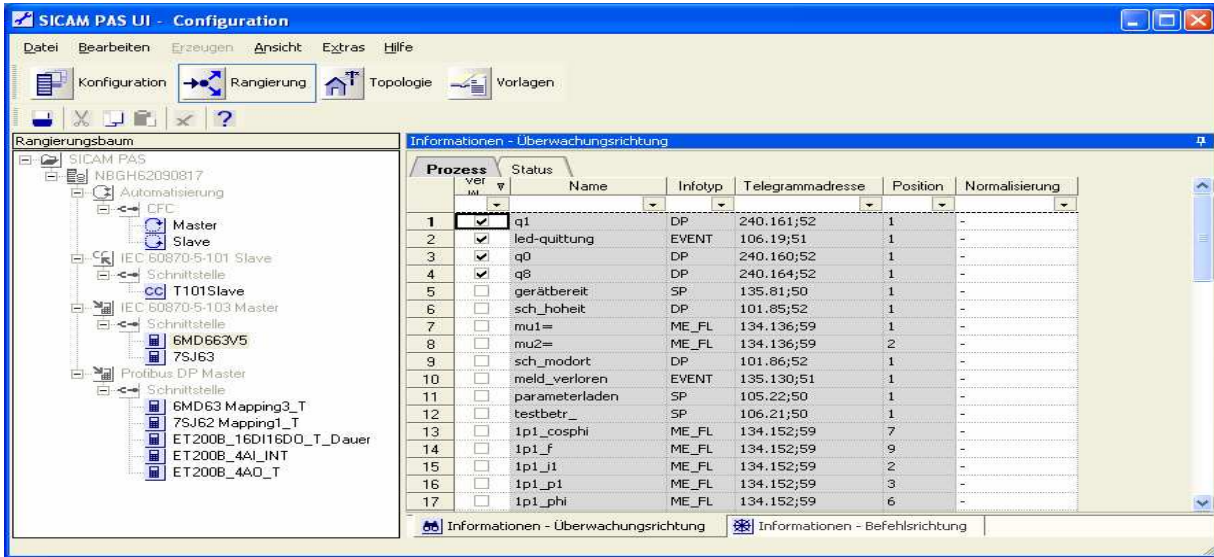


12.7 Pantalla principal del SICAS PAS Configuración

### Asignación de variables

Se selecciona, el direccionamiento de cada información. Así mismo se definen las direcciones de telecontrol, asignación de listas y parámetros específicos definidos para los protocolos de comunicación con centros de control superior.



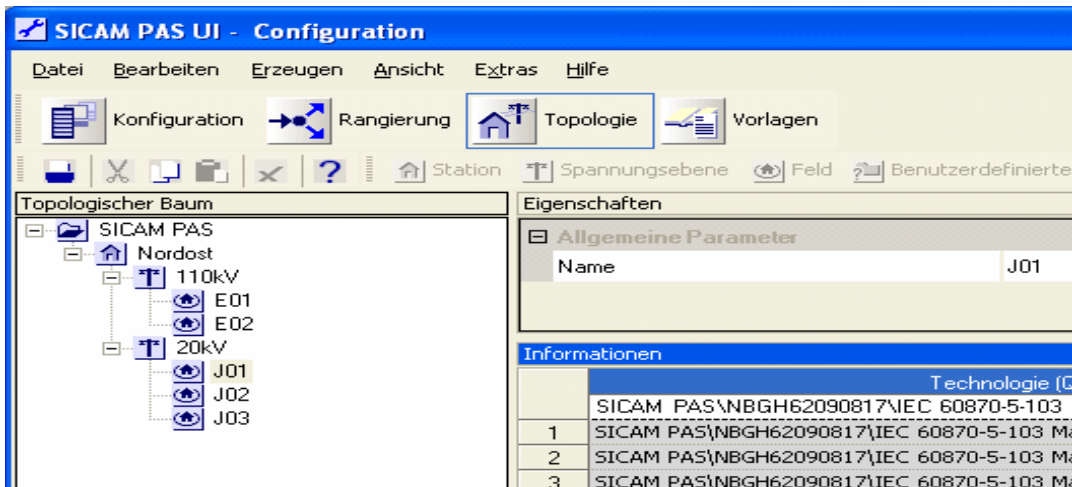


12.8 Pantalla de Asignación de variables del SICAM PAS

### Topología

Permite definir una vista orientada al proceso esto quiere decir que se genera una topología estructurada particular para cada proyecto. Dependiendo de los requerimientos de información, se emplean niveles como:

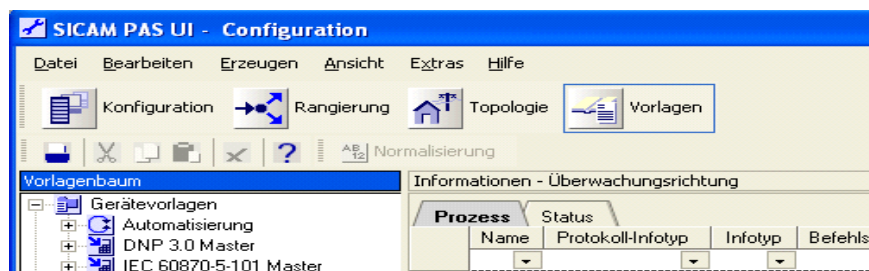
- ✓ Subestación
- ✓ Nivel de tensión
- ✓ Posición



12.9 SICAM PAS Topologia

### Modelos

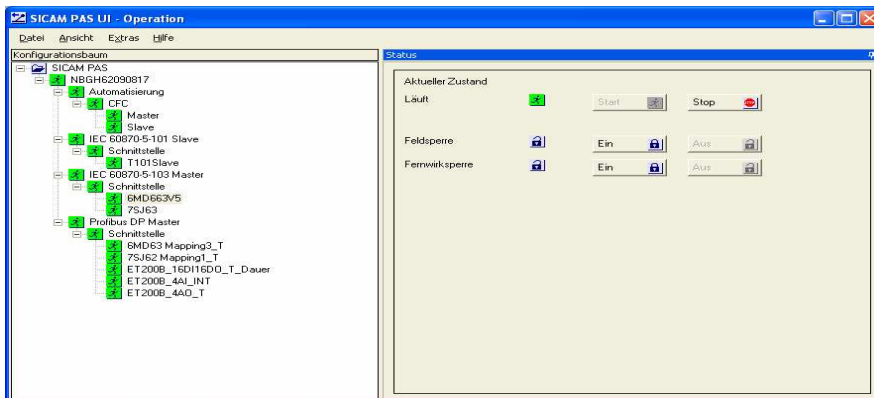
Se pueden definir las descripciones de equipos, modelos normalizados, asignación de nombres personalizados para cada proyecto



## 12.10 SICAM PAS Modelos

2. *SICAM PAS UI – Operación* **Mediante este programa dispone de una vista general de la situación de las diferentes aplicaciones, interfaces y conexiones de equipos.**

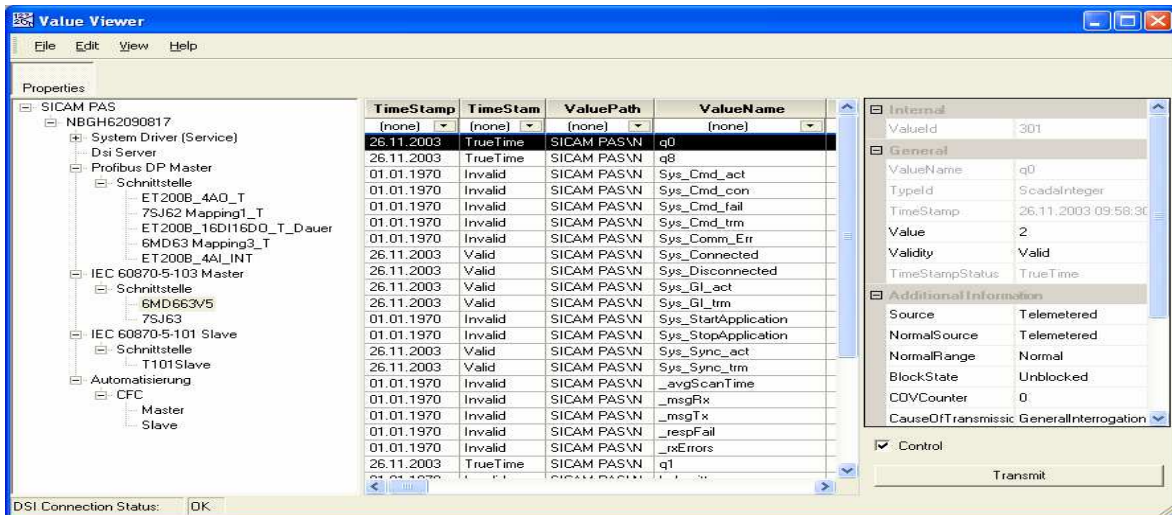
- ✓ Se obtiene una vista general sobre el estado en modo operación de los diferentes elementos conectados el sistema.
- ✓ Se puede activar/desactivar cada componente del sistema individualmente en el área derecha de la pantalla.



12.11 SICAM PAS Operacion

- ✓ El Visor de Valores SICAM PAS es una herramienta importante ya que se prueba la puesta en servicio y operación del sistema.

- ✓ Permite la visualización de las informaciones de proceso y de sistema sin gastos adicionales y proporciona información sobre el estado actual y validez de todas las variables.
- ✓ Además del monitoreo del estado de las variables así como también permite realizar pruebas de control.



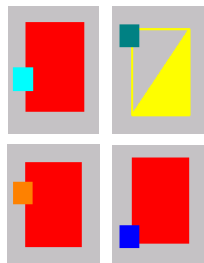
12.12 SICAM PAS visor de valores

### 3. SICAM PAS Visor de Valores

Esta es la herramienta empleada para la operación y puesta en servicio. Permite tanto la visualización de las informaciones del proceso como la ejecución de pruebas de mando.

Mediante el programa de Wincc se configuran todos los elementos mediante un diagrama unifilar, este programa es la parte final del proceso de configuración para un nivel local. Permite:

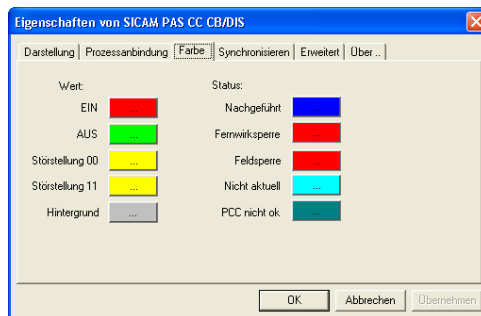
Visualización de estados de cuchillas, interruptores, alarmas, eventos.



El estado puede visualizarse también en formato de texto en una ventana de diálogo que se activa con el botón derecho del ratón.



Los colores para la representación de los estados pueden ser definidos por el usuario.

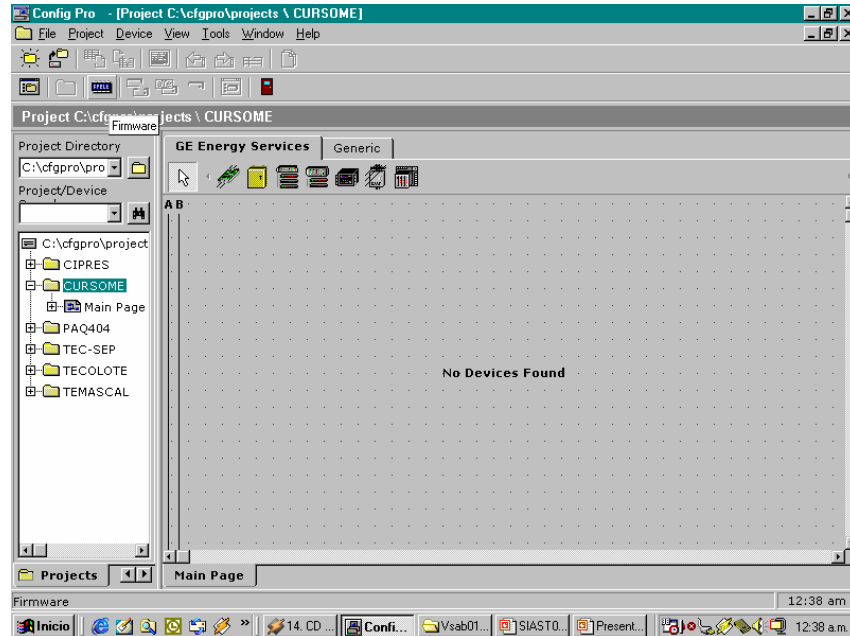


Se almacenan el listado de eventos, además del sello de tiempo y el estado de la indicación, se tienen **informaciones adicionales** como la causa, el origen, información de estado.

### 12.3 CONFIGURACION DEL CONVERTIDOR DE PROTOCOLOS.

ACTIVIDAD	MARZO							ABRIL																
	SEMANA							SEMANA																
	20 AL 26							27 AL 2							3 AL 9									
CARGADO DE LA BASE DE DATOS DE NIVEL SUPERIOR EN LA UTM DE LA SUBAREA DE CONTROL GRO-MOR POR EL PERSONAL DE CONTROL DE LA SAT GRO	P																							
	R																							
CARGADO DE LA BASE DE DATOS DE NIVEL SUPERIOR EN EL CONVERTIDOR DE PROTOCOLOS DEL SICLE ZAPATA	P																							
	R																							

La configuración de este equipo es por medio de un software denominado **CONFIG PRO**.



12.13 Pantalla principal del Config Pro

En este programa se direcciona la base de datos local a nivel superior quiere decir que se enlaza con la Subárea de Control Guerrero Morelos, entonces como su protocolo es basado en un protocolo denominado FUJI se necesita convertir los protocolos que se encuentra dentro de la subestación para poderse comunicar con la maestra.

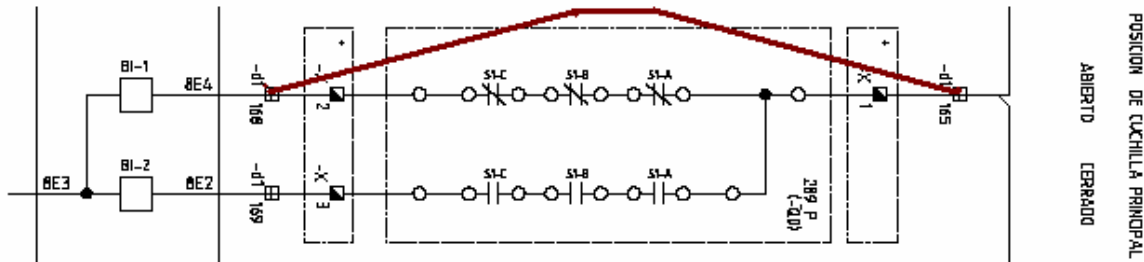
**12.4 COMPROBACIÓN DEL HARDWARE DE LOS MCAD'S Y EL SERVIDOR SCADA (PRUEBAS PUNTO A PUNTO A NIVEL LOCAL.)**

ACTIVIDAD	Abril																												
	SEMANA							SEMANA							SEMANA							SEMANA							
	3 AL 9							10 AL 16							17 AL 23							24 AL 30							
LT ZAP 93250 MZL I	P																												
	R																												
LT ZAP 93240 MZL II	P																												
	R																												
LT ZAP 93040 TIA	P																												
	R																												
CTOS. 23KV 5010, 5020, 5040 Y 5050	P																												
	R																												
CTOS. 23KV 5030, 5060, 5070 Y 5080	P																												
	R																												
BUSES 230KV 99120	P																												
	R																												
INT 92010 LADO DE ALTA T1	P																												
	R																												
INT 92020 LADO DE ALTA T2	P																												
	R																												
LT ZAP 73080 TLZ	P																												
	R																												
LT ZAP 73060 XCH	P																												
	R																												
INT 72010 LADO DE BAJA T1	P																												
	R																												
INT 72020 LADO DE BAJA T2	P																												
	R																												
INT 72050 LADO DE ALTA T5	P																												
	R																												
LT ZAP 73040 TEO I	P																												
	R																												
LT ZAP 73050 TEO II	P																												
	R																												
INT 52050 LADO DE BAJA T5	P																												
	R																												
INT 52060 LADO DE BAJA T6	P																												
	R																												



ya que tiene que corresponder a lo indicado en los diagramas teniendo la seguridad de que es en la sección de las entradas binarias.

En este ejemplo vemos la línea que puentea, esto provoca que el MCAD lo reciba como una señal de entrada como un pulso y la envíe por medio de la red hacia el CCL, la señal va a ser la de cuchilla abierta, en la Consola de Control Local se visualiza que tipo señal es así como su estampa de tiempo.



12.14 puente para generar entradas digitales

Lo que procede es validar la señal que se presente en la Consola, la señal tiene que contener la estampa de tiempo y que corresponda al punto que se está probando. La verificación en pantalla lleva el siguiente orden.

Sincronización	Fecha	Hora	Nombre de la subestación y protección que opero	Evento o alarma	Estado	Prioridad
----------------	-------	------	-------------------------------------------------	-----------------	--------	-----------

12.15. secuencia de datos de la estampa de evento

El departamento de Control lleva un formato el cual se encuentra la base de datos de la línea que se va a probar, se le indica con un símbolo las señales validadas y deja en blanco las señales que no sean validadas.

En ese mismo momento las señales que no lleguen o que se encuentran incorrectas ya sea por falta de ortografía o que llegue otra señal, se tratan de corregir de no ser así, se prosigue con la prueba recordando que esta pendiente.

Las señales de algunas entradas digitales son las siguientes:

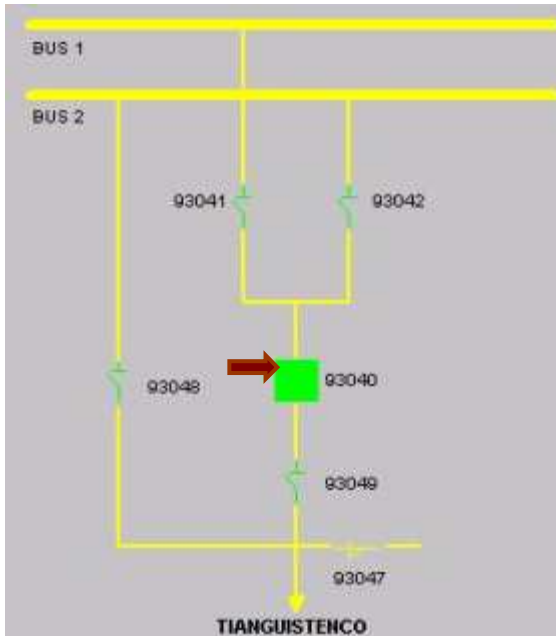
92030
92039
92031
92032
92038
92037
Interruptor en local
Bloqueo general por baja presión de aire



y SF6
Baja presión sf6
Bloqueo al cierre por baja presión aire
Falta vca interruptor
Falla equipo enfriamiento
Disparo por alta temperatura en devanados
Disparo del relevador buchholz
Supervisión de bobina disparo 1
Falta vcd circuito de disparo 1
Supervisión de bobina disparo 2
Falta vcd circuito de disparo2
Anormalidad 87T-51L
Falta vcd protección 87T-51L
Anormalidad 51H-51NT
Falta vcd protección 51H-51NT
Anormalidad dif barras
Falta vcd proteccion diferencial de barras
Anormalidad 50FI
Falta vcd protección 50fi
Falta vcd circuito 286t
Falta vcd circuito cierre interruptor
Falta vcd control cuchillas

#### 12.4.2 PRUEBAS DE SALIDAS DIGITALES

Esta prueba consiste en llevar a cabo las salidas desde la Consola de Control Local, hacia el equipo que se desea telecontrolar, por ejemplo la apertura de cuchillas, o apertura de interruptor, es decir verificar los cambios de estado en los MCAD's



12.16. Comando de apertura de interruptor

Por ejemplo esta línea de 230 Kv se desea cerrar el interruptor, se le da un clic y enseguida aparecerá un mensaje para confirmar el cierre de este interruptor, si en dado caso no que no reuniera los requisitos para cerrar este interruptor en la Consola aparecerá el mensaje de que se activo el permisivo que fue programado anteriormente en ese modulo por lo tanto no se podrá llevar a cabo el cierre.

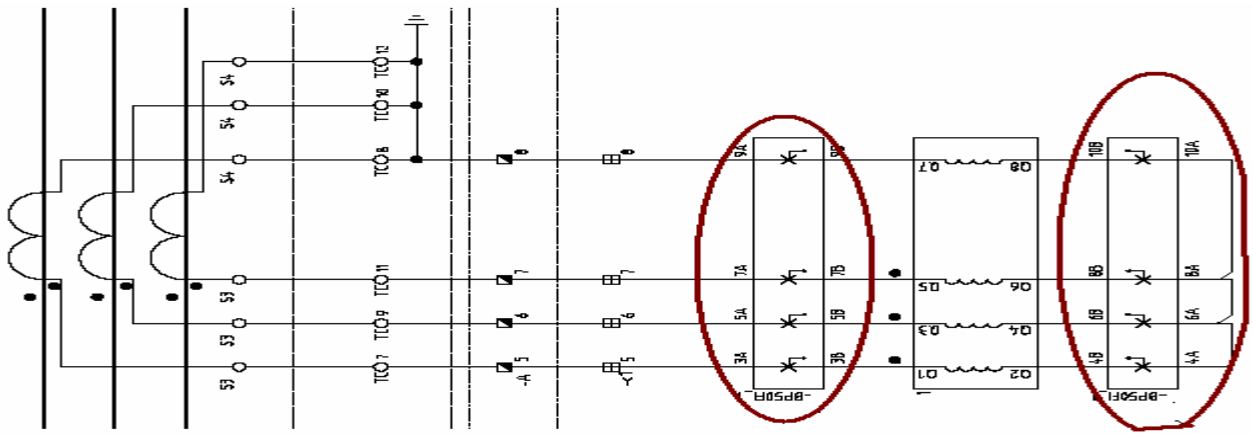
Enseguida en la tabla se muestran algunas de las salidas de control que se llevan a cabo dentro de la subestación eléctrica Zapata.

92030
92031
92032
92039
92038
RESET 86B

### 12.4.3 PRUEBAS DE ENTRADAS ANALÓGICAS.

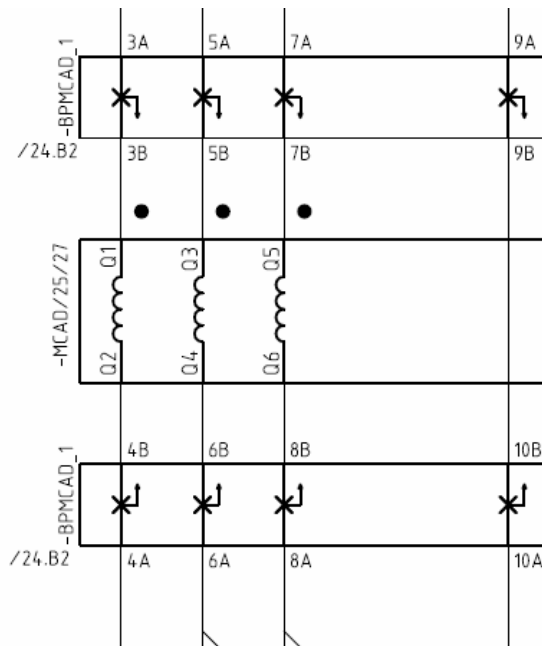
Estas pruebas de entradas analógicas consiste en simular las corrientes de falla, inyectar voltajes y corrientes, por medio de un equipo denominado Ómicron, en este equipo podemos simular las entradas analógicas necesarias para cubrir con la base de datos cargada en el MCAD que se este probando

Cada modulo que se encuentra dentro del gabinete contiene su bloc de prueba, a estos bloc se le inserta una herramienta denominadas “peinetas”, las cuales de acuerdo en los planos eléctricos (ingeniería) se configuran los voltajes y las corrientes, las peinetas contienen números los cuales vienen normalizados para que queden de acuerdo a la ingeniería, en la siguiente imagen mostraremos como es que se configuran las corrientes:



12.17 Ubicación de los Bloc de pruebas

Las zonas marcadas son los denominados bloc de pruebas, como podemos ver si se lleva a cabo el puente dejamos fuera el Modulo de Adquisición de datos, esta configuración se lleva a cabo en las peinetas, las cuales se insertan a los bloc.



12.18. Configuración de Bloc de pruebas

Cortocircuitando la línea 3,5,7,9, con 4,6,8 y 10, formando una estrella, esta listo para inyectar corrientes. Por medio del Software se configura que es lo que se requiere enviar, y el Modulo de control y adquisición de datos, por medio de transductores internos llevar a cabo dicha conversión.

Por medio del Software se configura que es lo que se requiere enviar, y el Modulo de control y adquisición de datos, por medio de transductores internos llevar a cabo dicha conversión.



12.19. Peineta insertada en bloc de pruebas

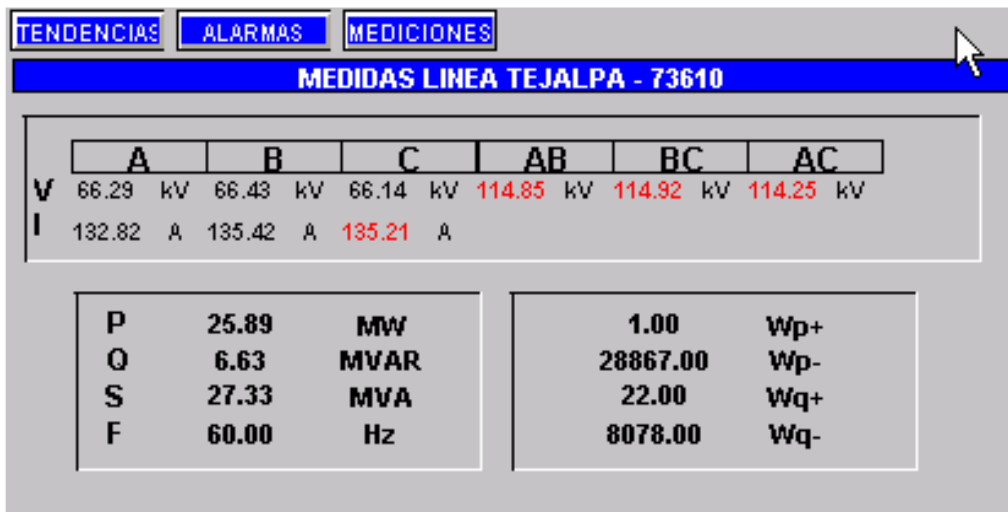
Como podemos observar en la fig 11.19 se puede apreciar la peineta que se incrusta en el bloc de pruebas.



12.20 Omicron

Este equipo que muestra la figura 11.20 es manejado por el departamento de protecciones, ellos son los que inyectan voltajes y corrientes para simular las entradas analógicas.

En la pantalla del CCL nos muestra la cantidad de potencia reactiva, capacitiva y aparente, así como sus voltajes por línea, línea a tierra, sus corrientes, la potencia consumida y enviada.



12.21. Pantalla de entradas analógicas hacia el CCL

Se valida de acuerdo con la cantidad enviada y visualizada en pantalla. Estas son algunas de las señales analógicas que se envían hacia el CCL:

Tensión fase A-T
Tensión fase B-T
Tensión fase C-T
Tensión fase A
Tensión fase B
Tensión fase C
Corriente fase A
Corriente fase B
Corriente fase C
Potencia activa
Potencia reactiva
Potencia aparente
Voltaje línea
Voltaje bus
Voltaje diferencia
Frecuencia línea
Frecuencia bus
Frecuencia diferencia
Angulo diferencia
Corriente de falla primaria fase A

Corriente de falla primaria fase B
Corriente de falla primaria fase C

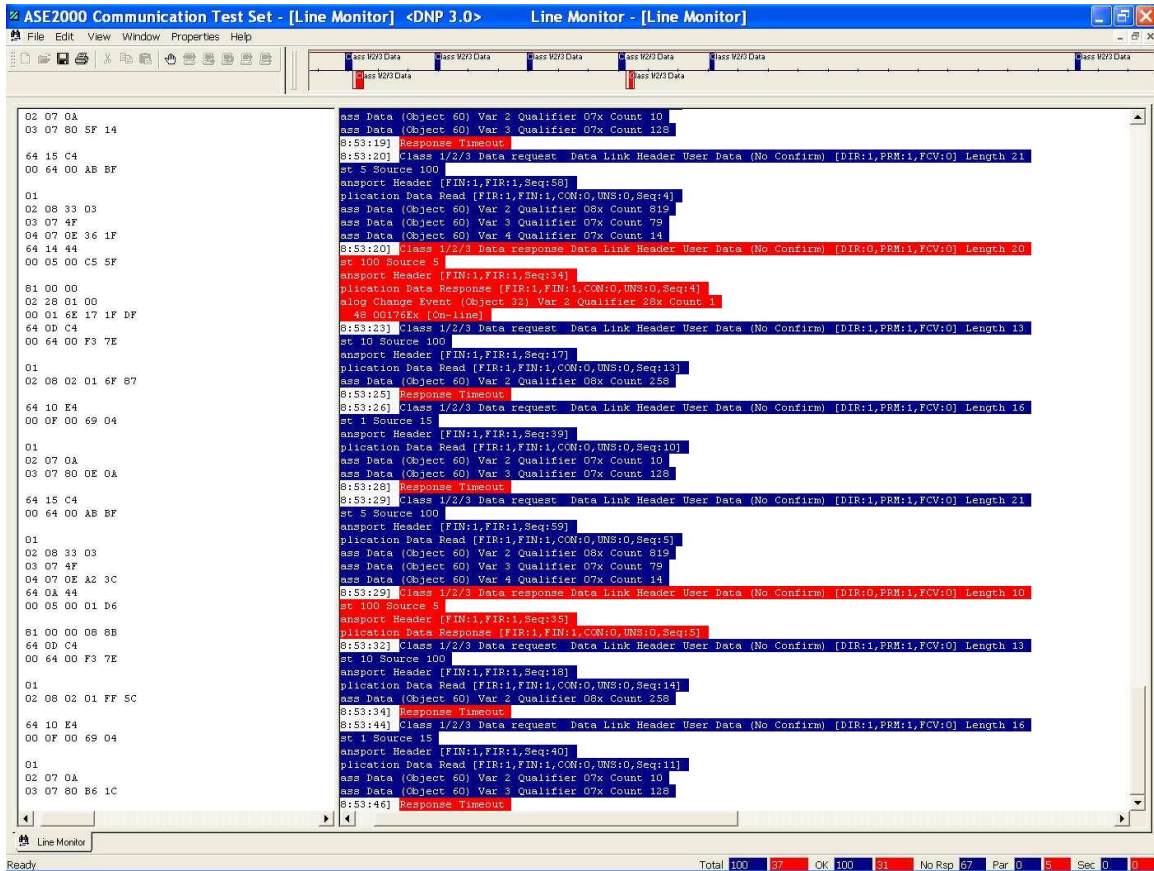
**12.5 INTEGRACIÓN CON EL SISTEMA SCADA A NIVEL SUPERIOR (PRUEBAS PUNTO A PUNTO A NIVEL SUPERIOR.)**

ACTIVIDAD		ABRIL							MAYO																				
		SEMANA							SEMANA																				
		24 AL 30							1 AL 7							8 AL 14													
PRUEBAS DE CORRESPONDENCIA DE BASE DE DATOS UTM - SICLE A NIVEL SUPERIOR DE <b>ENTRADAS DIGITALES</b>	P																												
	R																												
PRUEBAS DE CORRESPONDENCIA DE BASE DE DATOS UTM - SICLE A NIVEL SUPERIOR DE <b>SALIDAS DE CONTROL</b>	P																												
	R																												
PRUEBAS DE CORRESPONDENCIA DE BASE DE DATOS UTM - SICLE A NIVEL SUPERIOR DE <b>ENTRADAS ANALOGICAS</b>	P																												
	R																												

Para llevar a cabo este tipo de pruebas, se activa el convertidor de protocolos (D20) para enviar y recibir las señales, y esta a su vez se enlaza por medio remoto a los módulos de adquisición de datos y la los DEI's,

Las señales de entradas y salidas digitales se simulan por medio de software desde la consola de control local a la Subárea de Control Guerrero Morelos.

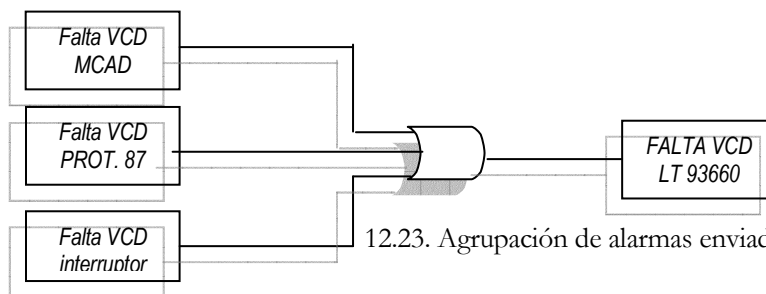
Las entradas digitales son enviadas desde la Consola recontrol Local, para que no sea necesario ir a cada uno de los módulos, se simulan desde el software del Visor de Valores de SICAM PAS, además se instalo un programa de prueba el cual se denomina SIM 2000, este programa monitorea las salidas y llegadas de las señales que envían de nivel superior o viceversa.



12.22 Pantalla principal del Software SIM 2000

En la pantalla podemos ver que señal digital se envió o se recibió, este software se carga al probador, con ella se conecta por medio de RS232 directo con la D20.

Cabe mencionar que la base de datos que se carga a nivel superior es mas pequeña que la de nivel local, ya que se agrupan algunas de las señales cargadas en los módulos, por medio de compuertas, se carga solo una señal común para todas ellas, quiere decir por ejemplo si la falta de voltaje de corriente directa de varios puntos de las protecciones instaladas para esa línea, estas se canalizan para que en la base de datos de nivel superior no tengan la señal de falta VCD de cada una de las protecciones si no que solo una.



12.23. Agrupación de alarmas enviadas a nivel superior

Para controlar de nivel superior hacia la subestación, ellos también tienen en pantalla el diagrama Unifilar de la subestación en el cual llevan a cabo las maniobras de las aperturas de cuchillas e interruptor.

Las mediciones, son simuladas por medio del equipo omicron, se instala y se simulan de igual manera que en las pruebas de punto a punto de modo local.

#### 12.5.1 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO CON EL SERVIDOR SCADA A NIVEL SUPERIOR

Estas pruebas, son las últimas para poder rehabilitar la subestación, en esta etapa los cables se conectan a los equipos y las pruebas se realizan de manera real, desde campo hacia el CCL y a su vez nos conectamos a nivel superior.

Aquí trabajan conjuntamente todos los departamentos, ya que las señales generadas por el equipo primario son por parte de subestaciones, las de las protecciones por su departamento, el departamento de comunicaciones se encarga de estar pendientes de que no existan alguna pérdida de ella, y control se encarga de validar la señal conjuntamente con la Subárea Guerrero Morelos.

El calendario de pruebas no está definido, pero se realizaron algunos cálculos sobre el tiempo de cada especialidad.

Estas son algunas de ellas:



**LISTADO DE ACTIVIDADES A DESARROLLAR DURANTE LA LICENCIA EN UNA LINEA 230 Kv.**

Act. No.	Trabajo a desarrollar	DURACIÓN POR ESPECIALIDAD (HRS)				
		CO M	CO N	PR O	SU B	TO T
1	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			5		5
2	HACER ARREGLOS DE CONTACTOS DEL INTERRUPTOR PARA LOS ESQUEMAS DE PYC			5		10
3	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			5		5
4	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			2	2	4
5	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE CUCHILLAS			6	3	9
6	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			2		2
7	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			2		2
8	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			6	2	8
9	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE CUCHILLAS			10	3	13
10	PRUEBAS DE CIERRE Y APERTURA DEL INTERRUPTOR, LOCAL Y REMOTO		2	2	2	6
11	PRUEBAS DE DISPARO Y RECIERRE CON LAS PROTECCIONES			2	2	4
12	PRUEBAS DE ALARMAS LOCALES Y REMOTAS DEL INTERRUPTOR		2	2	2	6
13	PRUEBAS DE CIERRE Y APERTURA DE CUCHILLAS LOCALES Y REMOTAS		2	4	2	8
14	FASEO DE LAS PROTECCIONES Y MEDICION			1		1
	<b>TOTAL DE HORAS</b>		<b>6</b>	<b>54</b>	<b>18</b>	<b>83</b>

Act. No.	Trabajo a desarrollar	DURACIÓN POR ESPECIALIDAD (HRS)				
		COM	CON	PRO	SUB	TOT
1	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			10		10
2	HACER ARREGLOS DE CONTACTOS DEL INTERRUPTOR PARA LOS ESQUEMAS DE PYC			10		10
3	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			10		10
4	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			4	4	8
5	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE CUCHILLAS			8	8	16
6	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			4		4
7	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			4		4
8	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			8	8	16
9	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE CUCHILLAS			18	18	36
10	PRUEBAS DE CIERRE Y APERTURA DEL INTERRUPTOR, LOCAL Y REMOTO		3	3	3	9
11	PRUEBAS DE DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR CON LAS PROTECCIONES			2		2
12	PRUEBAS DE ALARMAS LOCALES Y REMOTAS DEL INTERRUPTOR		3	3	3	9
13	PRUEBAS DE CIERRE Y APERTURA DE CUCHILLAS LOCALES Y REMOTAS		3	3	3	9
14	PRUEBAS DE CANALES DE PROTECCION (POTI, DTD, DTL Y DAG)	1		1		2
15	FASEO DE LAS PROTECCIONES Y MEDICION			1		1
	<b>TOTAL DE HORAS</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>89</b>	<b>47</b>	<b>146</b>

**LISTADO DE ACTIVIDADES A DESARROLLAR DURANTE LA LICENCIA EN UNA LINEA 85 Kv.**

COM = COMUNICACIONES SUB = SUBESTACIONES CON = CONTROL PROT = PROTECCIONES

**LISTADO DE ACTIVIDADES A DESARROLLAR DURANTE LA LICENCIA EN UN ALIMENTADOR DE 23 KV**

Act. No.	Trabajo a desarrollar	DURACIÓN POR ESPECIALIDAD (HRS)				
		COM	CON	PRO	SUB	TOT
1	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			2		2
2	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			2		2
3	DESCONEXION Y RETIRO DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			2		2
4	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE CORRIENTE			2		2
5	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DE TRANSF. DE POTENCIAL			2		2
6	CONEXIÓN DE CABLES DE CONTROL DEL INTERRUPTOR			2	2	4
7	PRUEBAS DE CIERRE Y APERTURA DEL INTERRUPTOR, LOCAL Y REMOTO		2	2	2	6
8	PRUEBAS DE DISPARO Y RECIERRE CON LAS PROTECCIONES			2	2	4
9	PRUEBAS DE ALARMAS LOCALES Y REMOTAS DEL INTERRUPTOR		2	2	2	6
10	FASEO DE LAS PROTECCIONES Y MEDICION			1		1
	<b>TOTAL DE HORAS</b>		<b>4</b>	<b>19</b>	<b>8</b>	<b>31</b>

COM = COMUNICACIONES      SUB = SUBESTACIONES      CON = CONTROL      PROT = PROTECCIONES

Como podemos ver la puesta en servicio lleva tiempo, estas pruebas de puesta en servicio están calculadas alrededor de tres meses.

#### 4.4 RESULTADOS OPERATIVOS Y FUNCIONALES DEL SISTEMA

Los resultados obtenidos son de manera visual ya que por medio de la Interfase Hombre Maquina se logro monitorear la subestación mostrando un buen resultado en las pruebas realizadas a nivel local y remoto. La comunicación entre los módulos y los relevadores de protección hacia el CCL resultó ser de manera óptima mostrando los eventos de manera casi instantánea.

### 13.1.1 ACCESO A LA CONSOLA DE CONTROL LOCAL (CCL)

Existen tres maneras de acceder a esta pantalla:

1. Directo con el CCL
2. Por enlace Remoto
3. Por página de la Intranet.

#### 1. Directo del CCL

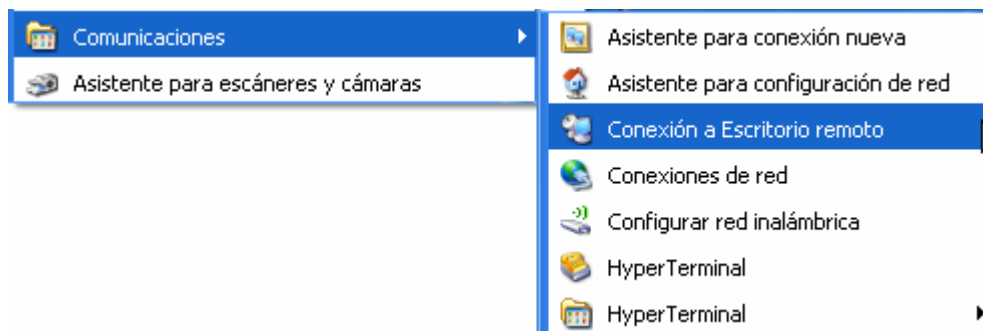
Cosiste en estar interactuando directamente con la consola que se encuentra en la caseta principal. Para acceder a él solo es necesario escribir la clave y listo.

#### 2. Por enlace remoto.

Por enlace remoto, quiere decir que puede uno estar en las casetas distribuidas y por medio de la red LAN se puede acceder a el, es por medio de un puerto transparente, esto quiere decir que la PC que se esta usando para monitorear, no tiene cargado los programas necesarios para configuración y visualización, solo es una imagen del CCL, pero si se pueden llevar a cabo los comandos de control.

El procedimiento es el siguiente.

Mediante Windows XP, tiene una opción que se llama conexión a escritorio remoto,



13.1. Acceso remoto del CCL

Luego lo que sigue es introducir la IP que tiene la Consola de Control Local después el nombre y contraseña del equipo y listo.

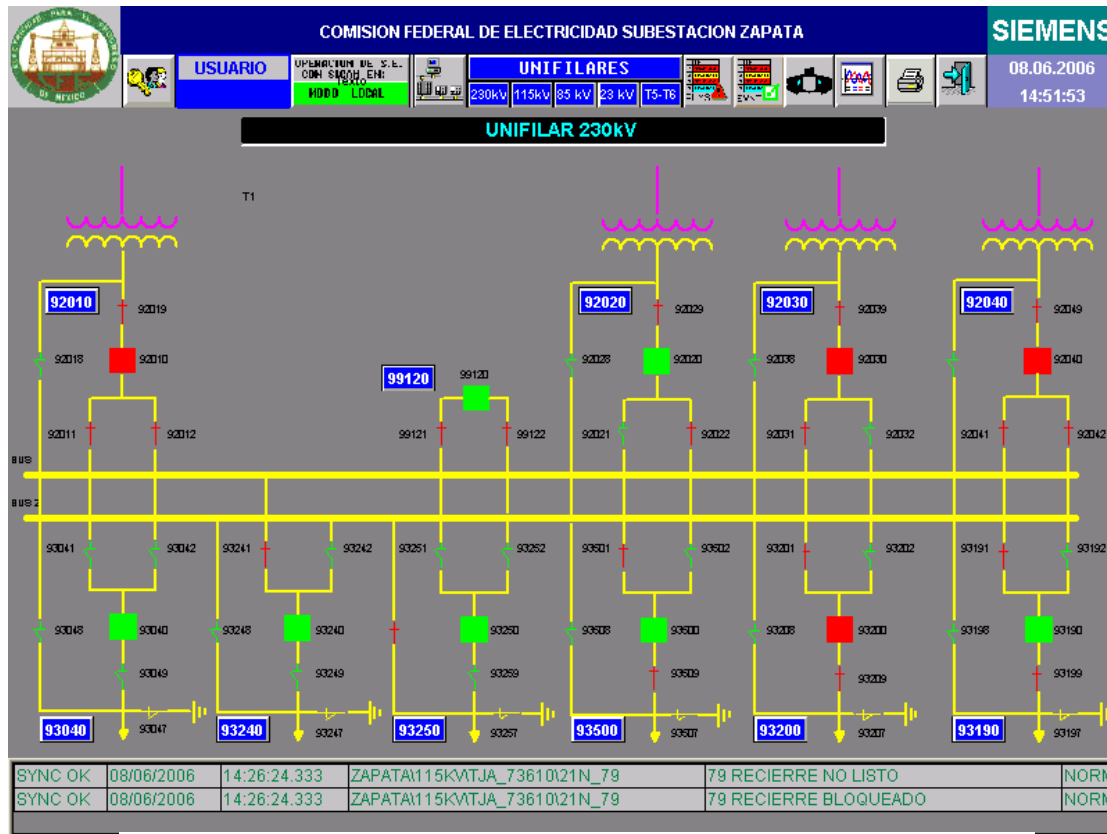


13.2 Dirección IP del CCL

### 3. Por página de la Intranet.

Por medio de la red de Intranet de CFE, puede acceder a él, solo basta con abrir la página de Explorer e indicar la dirección de la pagina web del CCL solo escribe la clave para acceder a él, la limitación de este medio es que no se pueden llevar a cabo comandos de control, solo es para monitorear los eventos que estén sucediendo dentro de la subestación.

Algunas de las ventanas que presenta el CCL son las siguientes.



13.3. Pantalla principal de la bahía de 230 kV

Esta es la pantalla principal de una bahía de de 230 Kv en el CCL Cuando un operador tenga la necesidad de verificar el estado del equipo primario de alguna bahía, lo puede hacer visualizando en pantalla todo el esquema por bahías en tensión, es decir existen pantallas donde se muestra el esquema unifilar de bahías de 230, 115, 85, 23 y bcos t-5 y t-6.

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD SUBSTACION ZAPATA**

**USUARIO** OPERACIONES DE S.E. CDH SAOON EN: 15:40:53  
**MODD LOCAL**

**UNIFILARES**  
 230kV 115kV 85 kV 23 kV T5-T6

**SIEMENS**  
 08.06.2006  
 15:40:53

**LINEA 73610 TJA**

RESETEAR RESETEAR  
 RESETEAR RESETEAR

MODD  
**REMOTO**  
 INTERLOCK  
 NORMAL

MCAO

73610  
 73617  
 73619  
 73610  
 73611  
 73612

BUS 1  
 BUS 2

**UNIFILAR 115kV**

TENDENCIAS ALARMAS MEDICIONES

**MEDIDAS LINEA TEJALPA - 73610**

	A	B	C	AB	BC	AC
V	66.59 kV	66.76 kV	66.40 kV	115.44 kV	115.40 kV	114.74 kV
I	134.63 A	137.65 A	137.77 A			

P	26.69	MW	1.00	Wp+
Q	7.87	MVAR	15310.00	Wp-
S	27.68	MVA	22.00	Wq+
F	60.12	Hz	4473.00	Wq-

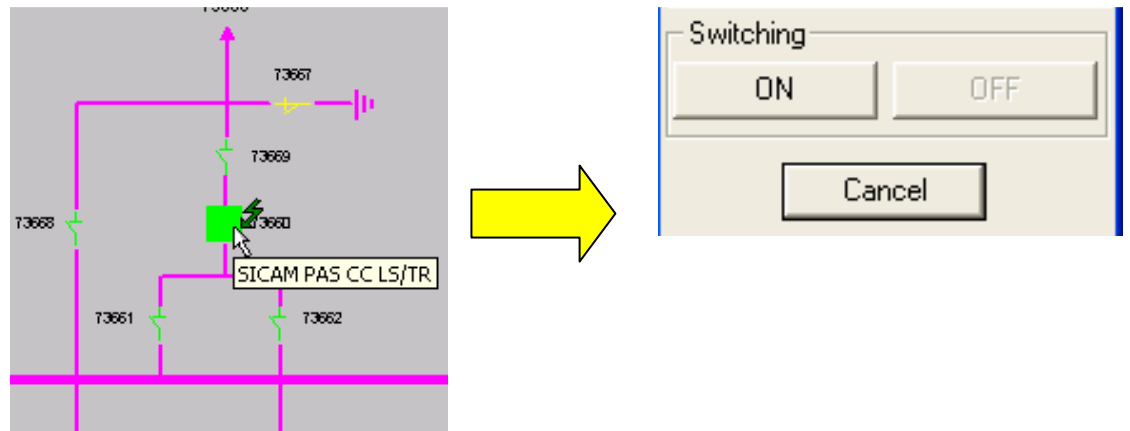
SYNC OK	08/06/2006	15:22:49.769	ZAPATA115KVTEZ_73660187L_79	21N SELECCION LAZO C-A SIN DIRECCION	NORM
SYNC OK	08/06/2006	15:22:49.881	ZAPATA115KVTEZ_73660187L_79	Int Trip General TRIP	NORM

#### 13.4. Sección de la 115kV

Esta pantalla como podemos ver, esta dividida en tres secciones.

- Muestra el estado del equipo primario de esa línea y ahí mismo podemos realizar los controles de cierre e interruptor, simplemente con dar clic en el icono o imagen de cada dispositivo.
- Podemos observar una forma general de las bahías en donde se encuentra la línea de esta ventana.
- Nos muestra una serie de botones en color azul, que de la misma forma podemos acceder a una subpantalla dentro de esta misma área, según el botón elegido, en este caso son tres botones que son tendencias, mediciones y alarmas

Para realizar un control sobre un interruptor, solo basta con dar clic sobre el icono correspondiente o símbolo adecuado al interruptor. y de inmediato aparece una ventana de confirmación de que es lo que se desea hacer



13.5. comando de apertura del interruptor desde el CCL

- ✓ ON. ES PARA CERRAR
- ✓ OFF. ES PARA ABRIR

Con esta nueva modernización del sistema de control se obtuvo una rápida respuesta por parte de los módulos y relevadores hacia la interfase Hombre-Máquina, ya que el periodo en que nos brinda la información se puede decir que es casi instantánea pudiendo garantizar una continuidad de energía eléctrica puesto que la atención a dicha falla, será en periodo mas corto.

Los resultados obtenidos dependieron mucho de las pruebas que se realizaron a nivel local y remoto, contando con la mayoría de aciertos en dichas pruebas, y corrigiendo en su momento las falladas. La comunicación a nivel superior es extremadamente rápido, dando una buena confiabilidad en su canal de comunicación.

La metodología de Integración de Sistemas de Control y Adquisición de Datos fue validada a nivel local en su totalidad siguiendo cada uno de los pasos establecidos teniendo un buen resultado. Esto es justamente una de las mayores ventajas de ésta metodología al ser abierta en cada una de sus fases, brindando diferentes opciones dentro de un mismo proceso con la finalidad de obtener un resultado común.

#### 4.5 VENTAJAS CON RELACIÓN A OTROS SISTEMAS.

Cuando las conexiones en comunicaciones estan hechas entre los dispositivos electronicos inteligentes fisicamente, una confiable, distintiva red de area local es creada, estas pueden ser creadas con enlaces en cobre, fibra optica, o un medio inalámbrico conectada en estrella o en anillo. Las redes son creadas bajo especificaciones RS-232, RS485, u otras conexiones; la utilización del ethernet en la IEC 61850 por su amplia expansion en los mercados y su aplicación en diversas industrias, adicionalmente utiliza herramientas familiares e interactivas (como los servidores) y la infraestructura para crear una red basada en esta especificación ya esta probada y esta siendo utilizada en las instalaciones.

Con la implementación de la estandarización IEC 61850 se consideran dos redes locales en una subestación; la de estación y la de proceso; la primera de ellas conecta todos los DEP's entre ellos a un ruteador u otro dispositivo para realizar la comunicación externa hacia una red mas extensa con el fin de configurar los dispositivos y verificar los parámetros de ajuste. La red de proceso, se encarga del manejo de los sistemas de información del sistema de potencia (voltajes y corrientes, estado de los dispositivos y de las variables de importancia) para la realización de logicas y control del mismo.

Estas dos redes de proceso de la subestación viajan por la misma infraestructura fisica a traves de ethernet, aunado a esto, las comunicaciones punto a punto estan estratégicamente montadas dentro de la misma para asegurar la confiabilidad.

Con la IEC 61850, la interfaz de servicio ha sido creada para estandarizar el acceso a los datos instrumentados y calculados en los grupos de nodo logico (LN), estos estan diseñados para representar el monitoreo y el control de los elementos del sistema electrico sin necesidad de conocer el dispositivo fuente ni la marca del proveedor del equipo, haciendo posible que las multiples soluciones de los diferentes proveedores sean posible en el sistema, por lo tanto, un solo dispositivo inteligente puede proporcionar los nodos logicos para un sin fin de aplicaciones:

- Protección a mas de un alimentador
- Control para mas de un alimentador
- Recierre
- Mediciones de mas de un alimentador
- Monitoreo del banco de baterías
- Monitoreo de interruptor para mas de un alimentador

En este sentido, los diseñadores pueden elegir cualquier combinación de DEI hasta cubrir con las necesidades de información requerida. Por lo tanto, en un nivel abstracto, una solución con dos dispositivos multifunción pueden ser equivalentes a otra solución con cinco o mas dispositivos de una sola función. Esto puede representar dos soluciones de un mismo proveedor, o bien, dos soluciones una por cada proveedor.

Asimismo, al estándar, pueden agregarsela dispositivos con otros protocolos de comunicación con dispositivos concentradores que si lo admitan, a traves, de un puente o enlace virtual y poniendo a disposición la información relevante para el proceso.

Las redes integradas serialmente son mas rapidas, rentables y reducen los mensajes de proceso al minimo porque aislan fisicamente cada dispositivo de trafico innecesario.

Los requerimientos de ingenieria de un sistema de automatización son independientes de la selección del protocolo. Los protocolos y metodos utilizados por las comunicaciones en un sistema automatizado deberan ser escogidos de acuerdo a las necesidades de información, por esto, es imperativo crear la definición del sistema de automatización en primer termino.

Los requerimientos de las comunicaciones estan basados en las funciones definidas por los usuarios del sistema de automatización asi como los usuarios de los dispositivos inteligentes; ingenieros de automatización e ingenieros de protecciones respectivamente.



Los requerimientos de un proyecto serian entonces:

1. Asegurar la interoperatividad de los dispositivos tanto de control como de protecciones.
2. Cumplir con la funcionalidad de las especificaciones de proteccion
3. Cumplir con la funcionalidad de las especificaciones de automatización
4. Diseñar la interoperatividad entre los principales dispositivos “inteligentes”
5. Conectar los dispositivos de control y proteccion a la red ethernet de acuerdo a la norma IEC 61850
6. Optimizar los interbloques de control por bahia utilizando mensajes GOOSE.
7. Preparar los enlaces maestros utilizando redundancia de acuerdo al protocolo requerido
8. Proveer de una interfaz hombre-maquina.

La norma IEC 61850 considera metodos de configuración que actuan en conjunto con aplicaciones existentes de DEI's para crear disenos y ajustes, asi como para crear logicas, interbloques, y proteccion. La mejor practica mencionada en el estandar recae en la creación de un archivo donde se encuentra la descripción funcional del DEI para su comunicación con el sistema, misma que sera descargada directamente en el dispositivo. Cuando el comienza su funcionamiento, encuentra dicho archivo y comienza su auto configuración. Este archivo es transferido local o remotamente sin que impacte en alguna otra funcionalidad en el dispositivo, dado que es una configuración de comunicación meramente, por lo tanto esta es probada, configurada y comisionada sin afectar otras aplicaciones que realice dicho dispositivo; aun mas, este archivo es retroalimentado directamente de la memoria del dispositivo para verificar definitivamente si esta siendo usada para la comunicaciones del dispositivo.

Para aquellos dispositivos que soporten archivos SCL y la estandarizacion de su formato, el software de configuracion de cualquier vendedor debera ser apto para visualizar descripciones de datos que representen las necesidades del sistema y las capacidades de cualquier otro DEI.

Utilizando los metodos descritos en el estandar, el software de configuración de IEC 61850 permite al diseñador crear grupos de datos y metodos de reporte que identifiquen que datos son los que se mandan, como deben ser mandados, cuando y bajo que condiciones.

Una vez que el software de configuración del IEC 61850 importa los archivos con las capacidades de los DEI's, se puede intercambiar información entre ellos. Después de que los archivos con las especificaciones de comunicación han sido cargados en los dispositivos, el sistema esta listo para reportar al sistema SCADA, estaciones de ingenieria, registradores secuenciales de eventos, etc. Asi como a cualquier otro dispositivo.

La necesidad de sustituir DEI's quiza de otros fabricantes crea la necesidad de que ese nuevo dispositivo cumpla con las mismas funciones y que soporte las mismas condiciones de comunicación, esta es una consideración util si se tiene el estandar IEC 61850. Aunque los archivos de configuración sean utiles para ambos equipos, las funcionalidades no se realizan de la misma manera por lo que el estandar considera solo los nodos logicos especificos que puedan ser utilizados independientemente de las condiciones funcionales del dispositivo.

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

La norma IEC 61850 tiene la mayor compatibilidad en cuanto a sistemas de potencia y subestaciones se refiere, la IEC 61850 no solo es un protocolo de comunicación, es la estructuración del método de intercambio de información y detallado del mensaje, es la especificación de la manera mas factible para realizar el monitoreo y control dentro de una subestación.

- La norma IEC 61850 satisface todas las necesidades de una subestación de potencia.
- Soporta totalmente las funciones de automatización de subestación, abarca el control, las protecciones y el monitoreo.
- Es un estándar aceptado internacionalmente, pues ofrece solución a todos los sistemas automatización del mundo, pues se contemplaron en su desarrollo las características principales de los mismos.
- La arquitectura esta probada a futuro, prevé futuras extensiones, lo que protege la inversión de los sistemas de potencia, que ante un avance tan rápido y demandante es una característica primordial de los proyectos actuales.
- Emplea las funciones típicas que se han manejado tradicionalmente en cuanto a definición, mantenimiento y nombramiento de los datos así como la integración a nivel superior lo que evita costos en capacitación y actualización.
- Define requerimientos de viabilidad, condiciones y servicios auxiliares del sistema.
- Especifica el proceso ingenieril y sus herramientas de soporte, ciclo de vida del sistema y lo referente a la calidad.
- Provee, mantenimiento e ingeniería de soporte a través del lenguaje (XML) de configuración. , i.e. documentación incluida y especificaciones.
- Intercambio de datos independiente del vendedor.
- La flexibilidad deviene en el mejoramiento de la arquitectura del sistema (Tecnología Escalable)
- Utiliza procesos de comunicación comerciales y de fácil acceso (Ethernet)
- Uso optimo y confiable de la estructura del sistema.

Una de las características fundamentales de la norma IEC 61850 es el cumplimiento fundamental de Interoperatividad, pues contempla estandares comunes de:

- Modelos de Datos
- Modelo de servicios
- Un protocolo estándar
- Estructuras de comunicación
- Intercambio de datos ingenieriles
- Pruebas de versatilidad.

Cabe mencionar que la norma IEC 61850 no ofrece la interoperatividad por si misma, se tiene que hacer la ingeniería apropiada para explotar la funcionalidad de la misma de acuerdo a un proyecto bien diseñado, arquitectura de red bien administrada y distribuida. Es decir provee soluciones para la comunicación, monitoreo, análisis, protección y configuración del proceso independientemente de la tecnología aplicada para este fin.

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

El sistema estandarizado de la norma es entendido por todos los fabricantes de dispositivos actuales y puede entrar dentro de sus especificaciones. Estos modelos pueden ser plasmados dentro del proyecto inicial, reduciendo tiempo y errores en el proceso. Si la subestación está ya establecida bajo una red Ethernet, esta misma red puede ser reutilizada con un poco de implementaron extra.

En general, el diseño del cableado en una subestación se simplifica porque:

- No se requieren “gateways” para los Dispositivos Electrónicos Inteligentes..
- Los componentes de la red Ethernet son utilizados en grado industrial, necesario para operaciones de alto voltaje en subestaciones y cubren con la característica de ser comercialmente rentables.
- A excepción de tener que realizar ligeras adaptaciones para la protección de interferencias electromagnéticas la red existente puede ser reutilizable
- Menos componentes en el Sistema de la subestación significa menos tiempo de mano de obra y coordinación así como menores retrasos por revisiones.

Lecciones Aprendidas en el proyecto S.E. Zapata

- Cuidar los nombres de dispositivo deseados en cuanto a su longitud y restricciones.
- Tan pronto como sea posible, identificar partes opcionales del estandar que se requieran de tal manera que se seleccionen el equipo mas afin de acuerdo al proveedor, en caso de no preverlo estar preparado para cubrir las capacidades faltantes con otras alternativas
- Seleccionar DEIs que soporten flexibilidad de configuración, de tal forma que cualquier dato de DEI disponible en la interfaz de comunicación pueda ser presentado asi como sus nodos logicos de dispositivo puedan ser expandidos e incorporados a nuevos datos e información no esperadaa.
- Escoger proveedores que soporten los requerimientos y diseños de elementos que contemple la norma y que sean utilizables en el sistema
- Probar las comunicaciones tanto como sea posible
- Utilizar IRIG-B para una mejor precisión en las estampas de tiempo.
- Utilizar equipo de comunicación por estados para diferenciar los procesos
- Utilizar switches ethernet que soporten VLA N y sean priorizables
- Preferentemente utilizar dispositivos que soporten carga directa de archivos SCL sin necesidad de utilizar un software propietario.
- Seleccionar dispositivos que soporten la cantidad necesaria de clientes (preferentemente seis)
- Seleccionar dispositivos que soporten apropiadamente los parámetros de mensajes GOOSE:
  - Suscripciones GOOSE (recomendado 24)
  - Variables logicas asociadas por bahia de control (128 recomendadas)
  - Variables logicas asociadas por proteccion (16 o 128 recomendadas, dependiendo de la complejidad de la aplicación)
  - Publicaciones GOOSE (ocho recomendadas)

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

- Estar preparado para entender y probar comunicaciones a nivel de MMS (Especificación de mensaje de manufactura)
- Estar preparado porque los mensajes provenientes de los distintos dispositivos es anonima en el sentido de la fuente de los mismos, y pueden ser suministrados de diferentes fuentes.
- Esto complica la puesta en servicio y la prueba funcional convencional punto a punto
- Se debera confiar mas en las herramientas por software mas que en las conexiones fisicas y diagnosticos, como leds, para proveer de información sobre las comunicaciones.
- Elegir DEI's que respondan a comandos para identificar que archivo de configuración esta cargado y en uso.
- Elegir DEI's que responan a comandos para identificar el estatus de los mensajes GOOSE configurados para publicación.
- Elegir DEIS's que respondan a comandos que identifiquen el estatus a suscripciones de llegada de mensajes GOOSE.

### Sobre la prueba funcional

- Documentar todo
- Mantener el analizador ethernet guardando todo el tiempo, ya que no se podra analizar lo que no esta registrado.
- Reconocer que parte de la simplicidad y velocidad en el uso de mensajes GOOSE es que la logica permisiva es hecha en la logica del rele mas que en los relevadores auxiliares porque mucha información puede ser recibida de muchas fuentes y al mismo tiempo.

Por el momento no todos los proveedores tienen software de configuración para el estandar IEC 61850 disponible, algunos editan archivos a nivel XML; software de ingenieria (software SCL) que pueda ser importado en archivos ICD de diferentes DEI's y crear archivos CID para dispositivos, enlaces SCADA y IHM ayudaran a reducir tiempo de configuración así como la complejidad.

Para confirmar que un Dispositivo Electronico Inteligente soporta el estandar IEC 61850 y pueda ser integrado satisfactoriamente deberá cubrir los siguientes puntos:

- Reporte, respuesta al poleo, controles, autodescripcion via protocolo MMS
- LA configuración debera ser implementada via XML basada en archivos SCL.
- Mensajería punto a punto via mensajes GOOSE de IEC61850.
- Cada dispositivo debera tener un puerto ethernet nativo que soporte cada punto mencionado anteriormente y la ingenieria necesaria para el acceso a conexiones sobre la misma interfaz ethernet, específicamente, debera soportar como minimo lo siguiente:
  - Reporte via MMS IEC 61850
  - Poleo MMS IEC 61850
  - Control via MMS IEC 61850
  - Auto descripción por MMS IEC 61850
  - Mensajería GOOSE IEC 61850

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

- Configuración via basada en XML con archivos SCL cargados directamente en el dispositivo (preferentemente)
- Acceso de ingeniería via mecanismos estandar TCP/IP
- Reporte de eventos disponible a traves de mecanismos TCP/IP
- Dispositivo no IEC 61850 con transferencia via TCP/IP (ej. Ajustes de proteccion y logicos).

Para ajustar a variaciones en el futuro y de instalaciones adicionales, cada DEI debera soportar tambien un protocolo SCADA adicional al IEC 61850 via puerto de Internet.

Cada DEI debera soportar la categoría original para controles y filtros de permisivios para ejecutar un comando recibido basado en el comando de origen.

Cada dispositivo debera soportar el objeto de dato ACT para representar la orden de cierre y apertura. Este estatus significa que el DEI recibio un comando de accionamiento.

Cada DEI debera soportar un nombre descriptivo arriba de 16 caracteres de tal manera que provea la habilidad para el usuario final de identificar inequívocamente el dispositivo dentro del sistema.

Cada DEI debera ser capaz de soportar seis asociaciones cliente-servidor. Este numero es necesario para soportar los requerimientos posibles para dos enlaces SCADA redundantes.

Cada DEI debera soportar seis reportes precargados para almacenar y seis sin almacenar. Estos reportes deberan ser preconfigurados y capaces de ser usados sin ajustes posteriores, sin embargo, el DEI debera tambien soportar configuración de los reportes en los ajustes de datos.

Cada DEI debera tener la habilidad para abiertamente renombrar arreglos de datos, dispositivos logicos y nodos logicos.

Cada DEI debera tener la habilidad para agregar o edliminar nodos logicos de cada dispositivo logico.

Cada DEI debera utilizar etiquetado especifico para la información comúnmente utilizada mas que con referencias de datos genericos.

Los cambios a los arreglos de datos y configuración de reporte, deberan ser via facil utilización en el software de configuración. El archivo SCL CID resultante debera ser posible descargarlo directamente al dispositivo como se describe en el estandar. Es necesario confirmar que dispositivos futuros de proveedores multiples, podran ser utilizados y configurados con una sola herramienta de software.

Cada dispositivos debera soportar descarga remota del archivo CID via ethernet utilizando el estandar TCP/IP para que ingenieros de diseno y personal tecnico puedan configurar los dispositivos remotamente sin importar problematicas de geografia o tiempo.

Es de primordial importancia que los dispositivos soporten varias estaciones y aplicaciones con diferentes requerimientos de datos, tener la habilidad de administrar datos que puedan ser reconocidos como no necesarios en las referencias del proyecto y que sean perfectamente descriptivas las características de fabrica asi como los valores logicos de nodos logicos y objetos de datos de acuerdo al estandar. Por lo tanto, configuraciones flexibles de arreglos de datos deberan ser requeridos tanto como la habilidad de crear nuevos dispositivos logicos, nodos logicos y sus contenidos. Para

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

soportar esto, deberá ser posible crear diferentes archivos ICD (descripciones de capacidades del DEI) y CID que mapeen adecuadamente cualquier dato de dispositivo para una aplicación específica del proyecto. En este sentido, arreglos de datos únicos y nombres específicos de usuario deberán ser soportados. La modificación de las capacidades de la IEC61850 en el dispositivo deberán poder ser realizadas sin cambios en el hardware o firmware del dispositivo.

Cada DEI deberá poder ser cuestionado directamente sobre que archivo de configuración está activo en el mismo. Esta función es necesaria para confirmar la adecuada configuración e identificar que comportamiento se deberá esperar del dispositivo para optimizar su funcionamiento y su posición en el sistema.

Con el fin de optimizar efectivamente y anticipar el diseño de comunicaciones, la implementación del mensaje IEC61850 GOOSE en cada dispositivo deberá tomarse en cuenta lo siguiente:

- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de publicar ocho mensajes únicos tipo GOOSE
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de suscribir 24 mensajes únicos tipo GOOSE
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de monitorear la calidad del mensaje GOOSE
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de procesar datos de llegada y su calidad asociada.
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de monitorear los mensajes y su calidad como permisos y prioridad. En el momento de la configuración, el usuario final podrá elegir entre ignorar la posibilidad de datos corruptos, si la calidad del mismo falla, para prevenir una operación no deseada.
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de crear mensajes GOOSE de arreglos de datos que incluyan tipos de datos booleanos y no booleanos, así como valores analógicos.
- ✚ Cada dispositivo deberá ser capaz de aceptar y procesar arreglos de datos de otros dispositivos que contengan datos booleanos y no booleanos aunque los dispositivos solamente necesiten utilizar datos booleanos.
- ✚ Cada dispositivo deberá soportar etiquetado prioritario de mensajes GOOSE para optimizar retardos por switches ethernet.
- ✚ Cada dispositivo deberá soportar identificadores VLAN para facilitar su segregación y el tráfico en la red ethernet.
- ✚ Cada dispositivo deberá soportar un mensaje GOOSE implícito precargado para ser utilizado en una configuración inicial.
- ✚ Cada dispositivo deberá soportar edición de los arreglos de datos publicados en los mensajes GOOSE para que puedan ser enviados a cualquier localidad elegida por el usuario.
- ✚ Cambios en los arreglos de datos, parámetros del GOOSE, publicaciones, y suscripciones deberán ser hechas vía el software de configuración. El archivo SCL CID resultante deberá ser cargado directamente en el dispositivo como está descrito en el estándar. Este archivo no deberá ser convertido en arreglos y cargado vía el proceso convencional. Esta diferencia está documentada y específicamente y necesariamente para confirmar que un dispositivo futuro de diferente proveedor pueda ser utilizado y configurado con una herramienta de software.

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

- ✚ El software de configuración del dispositivo del proveedor deberá importar CID, ICD y descripciones de comunicaciones de subestación (SCD), esto con el fin de obtener información de los mensajes GOOSE y arreglos de datos de otros dispositivos. El software utilizará esta información para configurar el dispositivo y administrar los datos del mismo.
- ✚ Cada dispositivo, mientras está en servicio, deberá permitir al usuario consultar el diagnóstico de comunicaciones así como códigos de error y estado de los mensajes GOOSE que se envían y reciben.

Para configurar efectivamente el dispositivo y utilizarlo en conjunto con la red, el software de fácil uso para configuración que viene con el dispositivo deberá ser capaz de los siguientes requerimientos:

- ✚ El software deberá ser capaz de importar información de configuraciones acerca de otros dispositivos desde los archivos ICD, CID o SCD
- ✚ El software deberá validar la información importada para confirmar que cumple con los parámetros establecidos en la norma IEC 61850.
- ✚ El software deberá proveer descripciones de problemas de errores en los mensajes detectados en la importación de archivos.
- ✚ El software deberá soportar revisión y edición de los arreglos de datos del dispositivo y parámetros de reporte.
- ✚ El software deberá soportar revisión y edición de arreglos de datos y parámetros de mensajes GOOSE.
- ✚ El software deberá soportar el mapeo de cualquier dato disponible en los arreglos de datos.
- ✚ El software deberá dar soporte a la asociación de calidad de datos con elementos de datos.
- ✚ El software deberá soportar avisos de usuario final visibles para prevenir edición de datos incorrecta que esté siendo utilizada. En esta modalidad, el usuario final puede ser advertido de no intervenir e interrumpir una configuración existente o, y crear un arreglo de dato muy largo para esta intención.
- ✚ El software de configuración deberá soportar la creación de al menos ocho publicaciones GOOSE.
- ✚ El software de configuración deberá presentar al usuario todos los mensajes GOOSE existentes y soportar más de 24 suscripciones.
- ✚ El software de configuración deberá soportar asignaciones de red y etiquetas de prioridad en los mensajes GOOSE.
- ✚ El software de configuración deberá presentar al usuario los arreglos de datos para cada suscripción potencial de GOOSE y deberá permitir al usuario mapear datos de los arreglos de datos al DEI. Cuando esto está hecho, el software automáticamente lo suscribe al mensaje GOOSE correspondiente.
- ✚ El software de configuración deberá permitir al usuario escoger mensajes y validaciones de datos en los contenidos de los arreglos de datos provenientes del GOOSE.
- ✚ El software de configuración deberá permitir al usuario cargar directamente el archivo SCL en el dispositivo o exportarlo para almacenarlo o cargarlo remotamente.

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

✚ El software de configuración deberá crear archivos en formato XML que puede ser modificados por editores XML y herramientas para ayudar a resolver conflictos o errores en archivos mal estructurados.

La IEC 61850-5 identifica diversos requerimientos específicos de aplicación. Desgraciadamente la norma IEC 61850 define criterios de velocidad que no pueden ser exactamente medidas. Por esto, no es posible medir el tiempo de transferencia, que incluiría el tiempo de transmisión, más el de proceso y más la estampa de tiempo de los datos transmitidos. Este tiempo de transferencia representa el desarrollo de las comunicaciones actuales. Los cambios de estado en los elementos son estampados y accesados como registros secuenciales de eventos (SER). En dispositivos con relojes sincronizados a una misma referencia se crea una estampa de tiempo real que se utiliza para calcular un tiempo de transferencia.

El tiempo de transferencia es descrito como la diferencia en el tiempo entre la estampa de tiempo en el dispositivo del emisor y la estampa de tiempo en el receptor. Para cada dispositivo la transferencia medida del mensaje GOOSE deberá ser provista con una descripción de como fue medida.

La IEC 61850-10 define otros parámetros para ser medidos en los dispositivos y documentados por los proveedores, de tal manera que los usuarios finales puedan comparar diferentes opciones. Para cada dispositivo, la fidelidad de la estampa de tiempo será identificada y documentada con la presentación de las siguientes dos mediciones:

- ❖ Error máximo de Sincronización, el cual indica la exactitud del dispositivo para sincronizar su reloj a la referencia de tiempo.
- ❖ Tiempo máximo de error de retardo, el cual indica la exactitud del dispositivo para poner la estampa de tiempo a los datos cuando ocurre el evento.

Los parámetros de medición de los productos son esenciales por la naturaleza de los dispositivos en la red para diseñar sistemas de interoperatividad trabajando de modo coordinado. La IEC 60870-4 en la 4ta parte, Telecontrol y equipo de sistemas, especifica los requerimientos y métodos para calcular y medir los siguientes puntos:

- Fiabilidad
- Disponibilidad
- Especificaciones de Mantenimiento
- Seguridad
- Integridad de Datos
- Parámetros de tiempo
- Precisión en general.

Estos y otros rendimientos de medición, son información esencial para prevenir la actuación, funcionalidad y fiabilidad de los diseños a ejecutar en los dispositivos conectados. Puntos de referencia no especificados son probables de ser encontrados, sin embargo, la verificación y publicación de los parámetros actuales de medición, necesariamente tendrán que ser confirmados. Mas aun, los integradores de sistema deberán ser aptos para identificar dispositivos situables para aplicaciones específicas.

Las mediciones exactas deberán incluir, aunque no se limitaran, a parámetros fiables específicos de producto y una descripción de cómo los parámetros son calculados y medidos. La métrica mandatoria incluye:



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

- ◆ Tiempo medio entre fallas del dispositivo específico.
- ◆ Tiempo medio entre fallas de la familia del dispositivo.
- ◆ Tiempo medio entre retiro
- ◆ Tiempo medio entre retiro de la familia del dispositivo

Los datos de fiabilidad deberan estar basados en la incidencia actual de fallas en campo entre una gran cantidad de equipo instalados. Si las figuras propuestas estan basadas en datos actuales, el tamaño aproximado de cada población instalada utilizada como base para cada calculo deberá ser tambien indicada

Si no hay suficientes equipos instalados que provean una considerable medicion del MTBF, se basara en las partes que establecen las normas de funcionalidad.

Anexo

1

LA IEC 61850

---

para la automatización de la S. E. Zapata de CFE

PROTOSCOLOS  
CARACTERÍSTICAS Y  
FORMATOS.

**PROTOCOLO ASCII**

El intercambio se basa en Comandos y Respuestas entre el transmisor y el procesador. El procesador genera siempre las secuencias de comando. Los formatos para los comandos y respuestas tiene la configuración mostrada en la *Fig. 1a*



Figura 1a. Formatos Comandos/Respuestas en el protocolo ASCII

Los caracteres # (23H), \* (2AH) y CR (0DH) son caracteres ASCII, utilizados para delimitar los formatos. Nótese que estos formatos tienen una configuración fija, por cuanto se pide la salida única de un transmisor cuya dirección es ADD. Los caracteres R y D significan Leer Datos (Read Data, RD). El contenido del campo BCC es la suma en hexadecimal de los caracteres previos tanto en comando como en respuesta. Los nueve caracteres del campo Valor del Dato contienen la polaridad ( $\pm$ ), siete dígitos decimales y un punto decimal. Por ejemplo, si el procesador le pide al transmisor 2 que lea sus datos y este responde con el valor -172.15, los formatos de comando/respuesta tendrán la forma mostrada en la *Fig. 2a*.

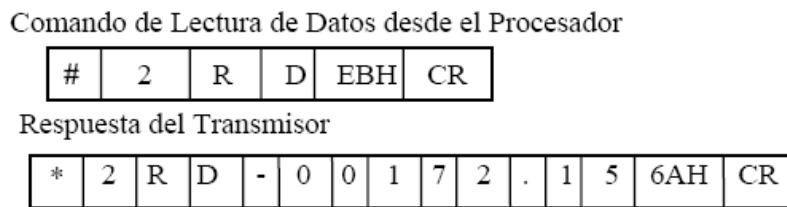


Figura 2a. Caso practico de mensaje en ASCII

En realidad, el BCC de la respuesta es 26AH, pero la convención establece que se puede descartar el 2 y dejar solamente 6AH en el BCC, pues se dispone sólo de un octeto.

**Indicación de Error**

Si el transmisor recibe un comando en donde hay un error, él emitirá una respuesta cuyo formato tiene la siguiente estructura, *Fig. 3a*

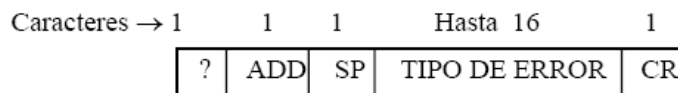


Figura 3a. Formato de Indicación de Error

Los caracteres ? (3FH) y SP (20H) son caracteres ASCII que caracterizan al formato de Indicación de Error. El tipo de error puede ser Error en el BCC, caracteres en Error, Mala Sintaxis, etc.

PROTOCOLO ASCII ANSI X3.28-2.5-A4

**Estructura de los Formatos**

Formatos de Lectura: Son comandos/respuestas de Petición de Lectura (Read Request/Response) entre el procesador y un dispositivo, cuya dirección es ADD, solicitando una información específica. Tiene la forma mostrada en la *Fig. 4a*

Caracteres →	1	4	3	1
Comando	EOT	ADD	PAR	ENQ
	Inicializar Enlace	Campo de Direcciones	Campo de Parámetros	Petición

Figura 4a. Formato de petición de lectura (Read Request)

**EOT:** Inicializa todos los dispositivos conectados al enlace

**ADD:** Direcciones en el rango 00-31. Para asegurar la integridad de la transferencia, los dígitos se repiten. Por ejemplo, si la dirección es 26, entonces ADD = 2266

**PAR:** Parámetros o valores de la información solicitada, de 0-999

**ENQ:** Fin de la trama

Formato de Respuesta de Lectura (Read Response). Es la respuesta del dispositivo al comando anterior. Tiene la forma mostrada en la *Fig. 5a*.

Caracteres →	1	3	6	1	1 ó 2
Respuesta	STX	PAR	DATA	ETX	BCC
	Comienzo de Trama	Campo de Parámetros	Campo de Información	Fin de Trama	Block Check Character

Figura 5a. Formato de Respuesta de Lectura (Read Response).

**STX:** Indica comienzo de la Trama

**PAR:** Parámetros de información enviados, de 0-999

**DATA:** El primer carácter es la polaridad ( $\pm$ ) o un espacio (SP). Un máximo de cuatro dígitos decimales y un punto decimal conforman los otros cinco caracteres

**ETX:** Indica el fin de la información

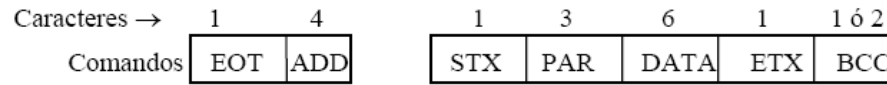
**BCC:** Caracteres de Verificación de Error. Se calcula efectuando una suma de verificación módulo-2 sobre los campos [PAR + DATA + ETX]. En las versiones actuales se utiliza el código CRC-16, de dos caracteres.

El intercambio de mensajes entre el procesador y el dispositivo continúa después de la primera Petición de Lectura con una cualquiera de las siguientes acciones:

- Seguir a la próxima trama: respondiendo con un ACK (la transmisión fue correcta)
- Volver a la trama anterior: Respondiendo con un carácter BS (08H)
- Pidiendo repeticiones de la misma trama: respondiendo con NAK (error en la trama)

El intercambio finaliza cuando el procesador o el dispositivo responden con un EOT.

Formatos de Escritura (Write). Son comandos/respuestas entre el procesador y el dispositivo para que éste cambie sus parámetros de Lectura o Escritura. En la *Fig. 6a* se muestra la estructura de estos formatos.



(a) Comandos



(b) Respuestas

Figura 6a. Formatos de Petición de Escritura (Write Request).

El intercambio de información continúa hasta que el procesador (en Write Request) o el dispositivo (en Read Response) terminan su trama con EOT.

## PROTOCOLO HART

El formato HART tiene la forma general mostrada en la Fig. 7a.

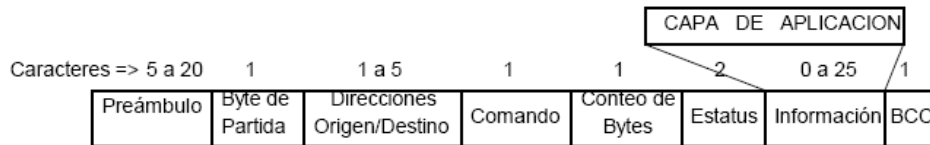


Figura 7a. Formato del Protocolo HART

**Preámbulo.** Es una secuencia de 5 a 20 octetos o bytes de puros UNOS que permite la sincronización de la trama.

**Byte de partida.** Indica el tipo de mensaje: maestra a esclava, esclava a maestra, “modo ráfagas” desde una esclava, etc. Puede indicar también el formato del campo

**Direcciones:** formato corto o formato largo. En el “modo ráfagas (Burst mode)” una esclava transmite continuamente un mensaje dado a una velocidad de 3 a 4 mensajes por segundo. Se pueden alcanzar velocidades superiores pero solamente en configuraciones punto a punto.

**Direcciones.** Incluye tanto la dirección de la maestra (un UNO para la maestra primaria o un CERO para la maestra secundaria o portátil) y la dirección de la esclava. En formato corto, la dirección de la esclava es de 4 dígitos que contienen la “dirección de interrogación (polling address)” de 0 a 15. En formato largo, la dirección de la esclava es de 38 dígitos que contienen un “identificador unívoco” de un dispositivo en particular, y un dígito para indicar que la esclava está en modo ráfagas.

**Comando.** Contiene el comando o función específica del mensaje. Los tipos de comando son: comandos universales, comandos comunes y comandos específicos de dispositivo. Más adelante se describen estos comandos.

**Conteo de Bytes.** Contiene el número de bytes contenido en los campos **Estatus e Información.** El receptor utiliza este número para conocer el fin del mensaje.

**Estatus.** Este campo, conocido también con el nombre de “Código de Respuesta”, está presente solamente en los mensajes de respuesta de una esclava. Contiene información acerca de errores de comunicación en el mensaje, el estado del comando recibido y el estado del dispositivo mismo.

**Información.** Puede estar o no presente, dependiendo del tipo de mensaje. Su longitud máxima es de 25 bytes, aunque en algunos sistemas se puede encontrar campos de más de 25 bytes.

**BCC.** Contiene el resultado de una operación en O-Exclusivo o “paridad par longitudinal”, efectuada desde el Octeto de Control hasta el campo **Información.** Junto con el bit de paridad de cada byte, determina o detecta los errores de comunicación.

### Comandos HART

El Conjunto de Comandos HART está organizado en tres grupos y provee el acceso en lectura/escritura a toda la información disponible en los instrumentos de campo inteligentes.

El conjunto de comandos comprende tres categorías:

- Comandos Universales. Proveen el acceso a información que es útil en las operaciones normales, por ejemplo, el fabricante del instrumento, el modelo, número de serie, rango de operación, variables físicas, etc.
- Comandos comunes. Proveen el acceso a funciones que pueden efectuarse en muchos dispositivos pero no en todos, como, por ejemplo, leer variables, calibración (cero, rango), iniciar autotest, valores constantes, etc.
- Comandos específicos de dispositivo. Proveen el acceso a funciones que son propias de un dispositivo de campo particular, como, por ejemplo, funciones específicas del instrumento, arranque/pare/reset, seleccionar la variable primaria, habilitar el control PID, sintonizar el enlace, opciones especiales de calibración, etc.

Los comandos universales y los comandos comunes aseguran la interoperabilidad entre productos de diferentes fabricantes.

La configuración HART es muy apropiada en aplicaciones que requieren operaciones de seguridad intrínseca. Con el protocolo HART se pueden utilizar las barreras Zener y las barreras aisladoras, de uso común en instalaciones en áreas peligrosas. El protocolo HART es de uso común en las instalaciones petroleras.

### **Comandos de identificación de direcciones**

Cada dispositivo HART posee una dirección de 38 dígitos que contiene el código de identificación del fabricante, el código del dispositivo y el número de identificación particular del dispositivo; es como la cédula de identidad del dispositivo. La maestra HART debe conocer esa dirección para poder interactuar con dicho dispositivo. La maestra puede conocer la dirección de una esclava mediante dos comandos que hacen que la esclava responda dando su dirección. Estos comandos, **0** u **11**, son:

**0.** Leer Identificador Unívoco. Este comando es el preferido para iniciar un enlace con una esclava porque le permite a la maestra conocer la dirección de cada esclava sin interactuar con o sin intervención del usuario. Cada dirección de interrogación (de 0 a 15) permite conocer la dirección propia de cada dispositivo de campo.

**11.** Leer Identificador Unívoco por Etiqueta. Este comando es útil cuando hay más de 15 dispositivos en la red o si los dispositivos no fueron configurados con direcciones unívocas.

## PROTOCOLO MODBUS

Todas las funciones soportadas por el Protocolo MODBUS se identifican mediante un código. Algunas de estas funciones son:

- Comandos de control para lectura de posición y reposición de una bobina o de un grupo de bobinas
- Comandos de control para lectura de entradas y salidas digitales (discretas)
- Comandos de control para lectura y reposición de registros
- Otras funciones para test, diagnóstico, polling, condiciones de excepción, etc.

En la Tabla siguiente se muestran los códigos y direcciones de algunas de las funciones más utilizadas en el Protocolo Modbus.

Nótese que las entradas discretas y las bobinas se representan con simples dígitos, mientras que las variables analógicas que van en los registros se representan con octetos.

En los formatos de comando/respuesta se colocan las direcciones relativas y el sistema hace la conversión correspondiente. Por ejemplo, el registro de memoria 40001 se representa con la dirección relativa 0000 (00H).

**Tabla de Funciones y Códigos en Modbus**

FUNCION	COD	DIRECCION ABSOLUTA	DIRECCION RELATIVA	DISPOSITIVO/DATOS
Leer Estado de una Bobina	01H	00001 a 09999	0 a 9998	Bobinas o Relés
Posicionar una Bobina	05H	00001 a 09999	0 a 9998	Bobinas o Relés
Posicionar Múltiples Bobinas	15H	00001 a 09999	0 a 9998	Bobinas o Relés
Leer Estado de Entradas	02H	10001 a 19999	0 a 9998	Entradas Discretas
Leer Registros de Entrada	04H	30001 a 39999	0 a 9998	Registros de Entrada
Leer Registro de Salida	03H	40001 a 49999	0 a 9998	Registros de Memoria
Reponer un Registro	06H	40001 a 49999	0 a 9998	Registros de Memoria
Reponer Múltiples Registros	16H	40001 a 49999	0 a 9998	Registros de Memoria
Leer Estados de Excepción	07H	---	---	---
Prueba y Diagnóstico	08H	---	---	---

### **Sincronización y Estrategias de Interrogación (Polling)**

La sincronización de la trama se establece limitando el intervalo de tiempo (silencio o “gap”) entre caracteres sucesivos dentro de una trama. Si dentro de una trama el intervalo sin recibir un nuevo carácter es mayor que la duración de 1,5 caracteres, el mensaje es descartado y el nuevo carácter que llega se interpreta como la dirección de una nueva trama. Después del BCC o CRC se tiene otro “gap” de por lo menos 3,5 caracteres como separación con el nuevo mensaje. Si este gap es menor que 3,5 caracteres, el sistema lo interpreta como un carácter de la trama anterior, lo cual produce un error que es detectado por el CRC.



Todas las estaciones remotas presentes en el sistema deben ser incluidas en las Tablas o Listas de Interrogación. El Servidor de Comunicación debe interrogar a la Remota basado en los parámetros contenidos en la Lista de Interrogación. Esta Lista depende del sistema en particular, pero básicamente contiene los siguientes parámetros:

- Secuencia de Interrogación
- Tiempo entre Interrogaciones (por unidad remota)
- Tiempo Cumplido entre Interrogaciones
- Número de intentos de interrogación de unidades remotas
- Estrategias de interrogación para unidades remotas con problemas de comunicaciones.

Cuando se programa la MTU en el sistema Modbus, debe considerarse que ha ocurrido un error en la comunicación si no se recibe respuesta desde la RTU dentro de un tiempo razonable. Este retardo depende del tipo de mensaje, de la distancia, de la velocidad de transmisión, de las características de los transeptores (preámbulo, tiempo de alzada, etc.) y del período de interrogación o barrido. Este tiempo se fija como el tiempo cumplido (time-out) y se incluye en la secuencia de interrogación.

En el caso de que una RTU no responda a un comando, la MTU debe retransmitir el mensaje un cierto número de veces; este número es variable. Si la falla continúa, la MTU anotará a la RTU en la lista de interrogación y continuará con la rutina de interrogación para unidades fuera de línea. Normalmente esta rutina consiste en interrogar a la RTU fallante una sola vez por ciclo de barrido, en vez de realizar el número de interrogaciones normal establecido en la lista de interrogación.

**Formatos de Trama en Modo RTU. Capa Enlace**

El protocolo Modbus posee dos formatos para el intercambio Maestra/Remota: uno es el formato general de trama y el otro es el formato para “respuestas excepcionales”. Se dice que una respuesta es excepcional cuando una remota responde que el mensaje recibido es ilegal, es decir, que es un error no atribuible al medio de transmisión.

El formato general de la trama en Modo RTU se muestra en la *Fig. 8a*.

Octetos →	1	1	Variable	2	
Gap > 3,5 Caracteres	Campo de Direcciones	Campo de Funciones	Campo de Información	CRC	Marca de 3,5 Caracteres

Figura 8a. Formato General de la Trama en Modo RTU

**Campo de Direcciones.** En este campo se indica siempre la dirección de la RTU de destino, sea en comando sea en respuesta. Si la MTU se dirige simultáneamente a todas las RTU (Modo “Broadcast”), el campo de direcciones se pone a CERO (00H).

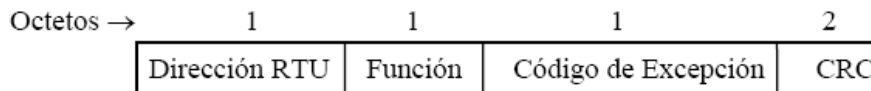
**Campo de Funciones.** En este campo se indica a la RTU la función que debe ejecutar. La RTU responde con este mismo valor si la respuesta es normal; si la respuesta es excepcional, la RTU coloca un UNO en el MSB del Campo de Funciones de la respuesta

**Campo de Información.** Este campo contiene la información que la RTU necesita para realizar la función específica requerida por la MTU, o la información requerida por la MTU en respuesta a una petición suya

**CRC.** En este campo va una información que le permite a la MTU y RTU verificar si se ha producido errores en la transmisión. El contenido de este campo se calcula sobre los tres campos anteriores mediante el Código de Redundancia Cíclica CRC-16, que veremos en el Capítulo VII. El error se recupera mediante retransmisión de la trama en error.

**Formato de Respuesta Excepcional**

Cuando ocurre un error que no puede ser atribuible al medio de transmisión sino a errores de programación y operación del sistema, el mensaje de respuesta a la MTU debe ser excepcional. Errores de este tipo se producen cuando dentro de un campo perfectamente válido se envía una petición ilegal, es decir, que no está definida en la RTU de destino. Por ejemplo, si una RTU dada controla solamente las bobinas 514 a 521 (ocho bobinas) y recibe de la MTU un código 01H con los números 682 a 689, que no son los suyos, la RTU retransmitirá una respuesta excepcional. Los mensajes de respuesta excepcional tienen la siguiente configuración. Para simplificar, no se muestran los “gaps”.



**Dirección RTU.** Corresponde a la dirección de la RTU que detectó el error

**Función.** Corresponde al Código de Función que la RTU recibió y cuya ejecución ella no tiene especificada. Se retransmite con el dígito de más peso puesto a UNO

**Código de Excepción.** Es el código que le indica a la MTU cuál fue el error detectado

**CRC.** Tiene la misma estructura y función que en el formato de mensajes.

Entre los códigos de excepción los más importantes son:

- (1) Código 01H. Función ilegal. La función solicitada no está definida.
- (2) Código 02H. Valor ilegal en la Dirección solicitada. La dirección de un punto especificado en el Campo de Datos de un mensaje es ilegal; no está definida en la RTU.
- (3) Código 03H. Valor ilegal en el Campo de Datos. El valor especificado en el Campo de Datos de comando no está permitido.
- (4) Código 04H. Falla en un Dispositivo Asociado. La RTU ha fallado al responder a un mensaje. Este mensaje de excepción se envía cuando la RTU comenzó a procesar el mensaje y ocurre un error irrecuperable.
- (5) Código 05H. Reconocimiento. La RTU aceptó el comando PROGRAM y comienza a procesar una respuesta de larga duración. Al terminar de procesar la respuesta, con un comando especial debe participar a la MTU que ha finalizado.
- (6) Código 06H. Ocupado, Mensaje Rechazado. El mensaje fue recibido sin error, pero la RTU se encuentra procesando un comando de larga duración. La MTU debe retransmitir el mensaje después de un tiempo especificado.

**Típos de Mensaje**

El Protocolo Modbus es un protocolo muy completo con muchos tipos de mensaje.

Los intercambios de mensajes en este protocolo se pueden dividir en dos tipos: peticiones de datos y peticiones de control. En las peticiones de datos la MTU transmite un mensaje solicitando valores de datos a la RTU, la cual responde transmitiendo los valores requeridos. Estos valores de datos pueden ser valores discretos o analógicos, contenidos de un acumulador, variables calculadas, estado de la RTU, etc. Los mensajes de control son aquellos

en los cuales la MTU solicita a la RTU que cambie el estado de un dispositivo de campo, o que cambie o modifique una condición interna de la RTU.

Vamos a describir entonces algunos de los mensajes más comunes.

• Leer Estado de una Bobina (Read Coil Status), Código 01H

Este mensaje permite a la RTU obtener el estado (ON/OFF) de salidas discretas (estados de una bobina o relé). El modo “broadcast” no es aceptado por esta función. Hay que indicar el número inicial de la salida discreta y el número de salidas a leer. Se puede leer hasta 2000 salidas con este comando. La respuesta a este comando contiene el número de caracteres de datos, los datos requeridos ordenados en forma creciente, una salida por cada dígito (ON = UNO; OFF = CERO). El dígito menos significativo del primer octeto de información lleva el estado de la primera bobina leída. Si el número de bobinas no es un múltiplo de ocho, el último octeto se rellenará con ceros en su parte alta. Cuando se pide información que requiere más de dos octetos, el dígito menos significativo del primer octeto de información de la respuesta desde la RTU contiene el estado de la primera bobina solicitada.

En la Fig. 9a se muestra el formato comando/respuesta del Código de Función 01H cuando la MTU solicita a la RTU 1 el estado de las bobinas once y doce; la RTU responde diciendo que ambas bobinas están activadas (ON). Todas las cantidades están expresadas en hexadecimal y las direcciones son las relativas mostradas en la Tabla de Funciones y Códigos. Nótese que los campos Bobina de Partida y Número de Bobinas contienen dos octetos cada uno.

Comando							
MTU	Dirección	Función	Información				CRC
			Bobina de Partida	Número de Bobinas			
	01H	01H	00H	0AH	00H	02H	9DC9H

Respuesta					
RTU 1	Dirección	Función	Información		CRC
			Número de Octetos	Estado de las Salidas	
	01H	01H	01H	03H	1189H

Figura 9a. Formatos para Lectura del Estado de una Bobina.

Las características de las tramas de la función Leer Estado de Entradas (Read Input Status), Código 02H, son iguales a las de la función Read Coil Status, Código 01H, pero se aplica a entradas discretas.

Consideremos el caso de una petición ilegal en cuyo caso la RTU responde con un mensaje excepcional. Supongamos que la MTU pide a la RTU 1 leer el estado de las bobinas 514 a 521 (ocho bobinas que comienzan en el número 0201H) que no están atendidas por la RTU. El intercambio de mensajes tiene la forma mostrada en la Fig. 10a

Comando		Información					CRC
Dirección	Función	Bobina de Partida		Número de Bobinas			
01H	01H	02H	01H	00H	08H	6DB4H	

Respuesta Excepcional			
Dirección	Función	Código de Excepción	CRC
01H	81H	02H	C191H

Figura 10a. Formatos de Comando/Respuesta Excepcional

• Leer Registros de Salida (Read Holding Registers), Código 03H

Este comando permite a la MTU obtener el contenido binario de registros internos en la RTU que contienen valores asociados con contadores y temporizadores. El modo “broadcast” no es aceptado en esta función. En el formato de comando se debe indicar el número de registro inicial y el número de registros que se desea leer. Permite la lectura de hasta 125 registros por comando. La respuesta a este comando contiene el número de octetos de datos, los datos correspondientes ordenados en forma creciente, con dos octetos por registro, con el octeto más significativo de primero.

En la *Fig. 11a* se muestra el formato comando/respuesta del Código de Función 03H cuando la MTU solicita a la RTU 5 el contenido del Registro 40003. La RTU 5 responde diciendo que el contenido del Registro 40003 es el valor 2047 (07FFH). Los campos Registro Inicial y Número de Registros contienen dos octetos cada uno. Nótese que el primer octeto de datos es el octeto de mayor orden del primer registro, que en este caso en particular es el único registro solicitado. Si se hubiera pedido más registros, el segundo par de octetos correspondería al segundo registro y así sucesivamente.

Comando		Información				CRC
Dirección	Función	Registro Inicial		Número de Registros		
05H	03H	00H	02H	00H	01H	25CAH

Respuesta					
Dirección	Función	Información			CRC
		Número de Octetos	Datos del Registro		
05H	03H	02H	07H	FFH	FA34H

Figura 11a. Formatos para Leer Registros de Salida.

Las características de los formatos de la función Leer Registros de Entrada (Read Input Registers), Código 04H, son iguales a las de la función Read Holding Registers.

• Posicionar una sola Bobina (Force Single Coil), Código 05H

Este comando permite que la MTU pueda alterar el estado (ON/OFF) de una bobina o punto discreto de la RTU, en la forma ON = FF00H, OFF = 0000H; otros valores no son legales. Si la RTU es capaz de realizar el comando solicitado, el formato de respuesta será idéntico al de comando; la respuesta será entonces un “eco” del mensaje recibido.

Si la MTU lanza una llamada “broadcast” cuya dirección es 00H, todas las RTU aceptarán el comando y colocarán el estado requerido.

En la Fig. 12a se muestra el formato comando/respuesta correspondiente. En este caso la MTU solicita que la RTU 1 coloque la bobina 000011 en OFF, lo cual fue efectuado por la RTU.

Comando/Respuesta (MTU/RTU)

Dirección	Función	Información		CRC
		Puntos de Salida	Nuevos Estados	
01H	05H	000AH	0000H	EDC8H

Figura 12a. Formatos para Posicionar una sola Bobina

• Reponer un solo Registro (Preset Single Register), Código 06H

Este comando permite modificar el contenido de un registro interno de la RTU. Los valores deben ser especificados en binario, hasta la capacidad máxima de la RTU (de 10 a 16 dígitos, según el modelo). Los dígitos más significativos sin uso se colocan en CERO.

El modo “broadcast” es aceptado en esta función; en este caso todas las RTU efectuarán la misma operación sobre los registros correspondientes.

Si la RTU es capaz de escribir el nuevo valor requerido, la respuesta será un “eco” del comando. En caso contrario, la RTU responderá con un mensaje excepcional.

En la Fig. 13a se muestra el caso cuando la MTU le ordena a la RTU 1 cambiar el contenido del Registro 40003 a un valor 3072 (0C00H); la RTU cumplió el pedido.

Comando/Respuesta (MTU/RTU)

Dirección	Función	Información		CRC
		Registro	Valor	
01H	06H	0002H	0C00H	2D0AH

Figura 13a. Formatos para Reponer un solo Registro.

• Leer Estado de Excepción (Read Exception Status), Código 07H

Este es un mensaje muy corto mediante el cual se solicita el estado de ocho puntos digitales predefinidos contenidos en la RTU. La respuesta informa acerca del estado de esos ocho puntos predefinidos; por ejemplo, el estado de una batería, puntos discretos en ON o en OFF, condición de error o de alarma en algunos puntos específicos, etc. Este mensaje tiene la forma mostrada en la Fig. 14a. En este caso la MTU le pide a la RTU 17 (11H) el estado de los ocho puntos predefinidos; la RTU 17 responde que el estado de los ocho puntos es (en binario, para más claridad) 01010010 (52H): los puntos 2, 5 y 7 están en ON y todos los demás están en OFF.

Comando (MTU)			Respuesta (RTU 11)			
Dirección	Función	CRC	Dirección	Función	Información	CRC
11H	07H	XXXXH			Estado Actual (8 puntos)	
			11H	07H	52H	XXXXH

Figura 14a. Formatos para Leer Estado de Excepción.

• Prueba y Diagnóstico (Loopback Test), Código 08H

El objetivo de esta función es la de probar el sistema de comunicación sin afectar las tablas de memoria y los valores de referencia en el RTU. Es posible agregar también, si es necesario, otras características opcionales como, por ejemplo, número de errores CRC, número de informes de excepción, etc. Si no hay fallas en el sistema, la respuesta será un “eco” del comando; pero si hay fallas, la respuesta será diferente (o no habrá respuesta) produciéndose la alarma correspondiente. Este formato se muestra en la *Fig. 15a*

Comando/Respuesta (MTU/RTU)

Dirección	Función	Información				CRC
		Código del Test		Valores		
XXH	08H	XXH	XXH	XXH	XXH	XXXXH

Figura 15a. Formato para Prueba y Diagnóstico.

Este comando se encuentra muy relacionado con el diagnóstico del funcionamiento de la Capa Física del protocolo, debido a que maneja información de comunicaciones de bajo nivel. La acción ejecutada por este comando depende del código del test y del campo de información transmitido. Con este comando se puede ejecutar normalmente hasta 16 funciones de diagnóstico.

## PROTOCOLO BSAP

El lenguaje para realizar la programación de las RTU es el lenguaje de alto nivel ACCOL II (Advance Communication and Control Oriented Language de Bristol Babcock). Su programación es bastante práctica por el hecho de que está basado en módulos preconstruidos, los cuales permiten la elaboración de bloques de control específicos con la simple combinación de módulos. Los módulos tienen operaciones idénticas a las encontradas en ciertos elementos de hardware, como son: temporizadores (timers), contadores, controladores PID, controladores programables (PLC), etc. Una de las grandes ventajas de este sistema es que las RTU se pueden reconfigurar a distancia, es decir, no se necesita la presencia de personal en el sitio. Esta programación recibe el nombre de "carga (load)" y el proceso mediante el cual se coloca la carga en la RTU se denomina "descarga download)", debido a que las RTU se encuentran en la estructura tipo árbol debajo de las unidades MTU.

### Capas del Protocolo

El Protocolo BSAP está diseñado de acuerdo con las cuatro primeras capas del Modelo ISO/OSI más la Capa de Aplicación; en esta última capa están los programas de aplicación usuario/sistema. El flujo de información en las capas puede ir hacia abajo o hacia arriba, dependiendo de si el mensaje es un comando o una respuesta, respectivamente.

En BSAP la Capa Transporte es la responsable de la transmisión exacta del mensaje en la modalidad “primero llegado/primero atendido” en cualquier nivel funcional. Cuando la Capa Transporte determina que se está listo para transmitir, el control se pasa a la capa inferior.

La Capa Red o Capa de Control de Red, como se la denomina en BSAP, es la encargada de la manipulación del proceso de transmisión. Ella tiene la responsabilidad de determinar la mejor ruta que debe tomar el mensaje a través de la red, qué direcciones utilizar y establecer la trayectoria de comunicación. La Capa Enlace es la responsable de robustecer la integridad del mensaje mediante la inclusión de mecanismos de verificación y recuperación de errores. Ella controla también el acceso al canal físico que se utilizará.

La Capa Física consiste principalmente de todos los equipos, medios y programas necesarios para controlar el intercambio de dígitos a nivel físico. Esta capa es totalmente independiente del formato final del mensaje que se está transmitiendo.

### Estrategias de Interrogación

Cada nodo dentro de la red (excepto los nodos extremos) es a la vez maestra de sus nodos inferiores y esclava de su nodo superior. En su función de maestra, el nodo es responsable de la interrogación periódica de sus esclavas para determinar su estado, recibir información y ordenar la ejecución de acciones. Como esclava, el nodo debe responder a las interrogaciones de su maestra. El período de interrogación, es decir, la velocidad a la cual la maestra interroga a sus esclavas, depende del sistema y es ajustada por el usuario. Esta velocidad puede ser diferente en otras partes de la red. Para maximizar el tráfico de mensajes, se utilizan cuatro tipos de interrogación: el lazo principal de interrogación, la interrogación de reactivación, el lazo preferido de interrogación y el lazo muerto de interrogación, los cuales son ejecutados en este mismo orden. Lo que se desea es interrogar a las esclavas con fallas a una frecuencia menor que con la que se interroga a las esclavas sin fallas.

- Lazo Principal de Interrogación. Es el primero en ser ejecutado dentro de un ciclo de interrogación. En este caso la maestra interroga a una esclava para determinar si está activa o

muerta; y si está todavía activa, saber si tiene o no datos para transmitir. Una esclava que no responde a tres interrogaciones sucesivas (en tres períodos sucesivos de interrogación) se supone que está muerta o desactivada y se convierte en candidata para una interrogación de reactivación.

Una esclava activa que responde con un mensaje de datos se convierte en candidata para la interrogación preferida. Una esclava activa que no tiene ningún mensaje de datos es ignorada hasta el próximo lazo principal de interrogación.

- **La Interrogación de Reactivación.** Este tipo de interrogación se hace solamente una vez por ciclo de interrogación. Su propósito es el de determinar si una cierta esclava que se suponía muerta se ha reactivado. La selección de cual esclava hay que interrogar (suponiendo que hay más de una) se hace en forma rotacional de un ciclo a otro. Si la esclava responde, su estado cambia de muerta a activa.
- **Lazo Preferido de Interrogación.** Puede ser ejecutado varias veces dentro de un ciclo. Se utiliza para interrogar, una por una, a todas las esclavas que han respondido con un mensaje de datos en el lazo principal de interrogación o en la interrogación de reactivación. Mientras una esclava responda a la interrogación preferida con un mensaje de datos, ella continuará en el lazo; pero tan pronto como ella responda sin transmitir datos, ella será sacada del lazo preferido de interrogación.
- **Lazo Muerto de Interrogación.** Si hay tiempo sobrante después del lazo preferido, se ejecuta este lazo sólo una vez. Se utiliza para dar la oportunidad a las esclavas desactivadas para que informen a su maestra que ellas son candidatas para el lazo principal de interrogación. A diferencia del lazo preferido de interrogación, el lazo muerto de interrogación se ejecuta una sola vez durante el ciclo de interrogación. Si la esclava simplemente responde, ella es elegible para el lazo principal de interrogación; pero si ella además tiene un mensaje de datos, ella pasará al lazo preferido de interrogación.

### **Comunicación Par a Par**

La comunicación Par a Par es un mecanismo para la transferencia de bloques de datos entre dos nodos adyacentes en la red. En el entorno BSAP se tienen los denominados Módulos ACCOL Maestro/Esclavo que permiten efectuar la transferencia. Los módulos se ejecutan periódicamente a la velocidad de la correspondiente tarea ACCOL, y las peticiones se pasan al entorno BSAP para su interconexión. Cuando un Módulo Esclavo recibe un comando desde un Módulo Maestro, la tarea es ejecutada de inmediato.

### **Reporte por Excepción**

El Reporte por Excepción (RPE) proporciona una técnica efectiva para mejorar el rendimiento de la comunicación. Puesto que el RPE reduce la velocidad del tráfico, es muy apropiado en SCADAs de baja velocidad sobre módems y radio.

Cuando se habilita el RPE, un nodo responderá a una interrogación transmitiendo solamente los valores que han cambiado desde la última interrogación. Asimismo, transmite también cualquiera alarma ocurrida en el período. El RPE se selecciona en forma individual.

### **Formato General de las Tramas**

Fundamentalmente, este protocolo tiene dos clases de tramas: las tramas de información y las tramas de supervisión y control.



**Tramas de Información**

Las tramas o mensajes de información se dividen en Mensajes de Datos Globales y Mensajes de Datos Locales. Los mensajes locales son: Alarmas, Par a Par, Descarga, Diagnósticos, Estadísticas, NRT (Tabla de Enrutamiento de Nodo), y RDB (Acceso a Base de Datos Remota). Los mensajes globales son: Par a Par, Descarga, Estadísticas y RDB.

En la Fig. 16a se muestra esta división en forma esquemática.

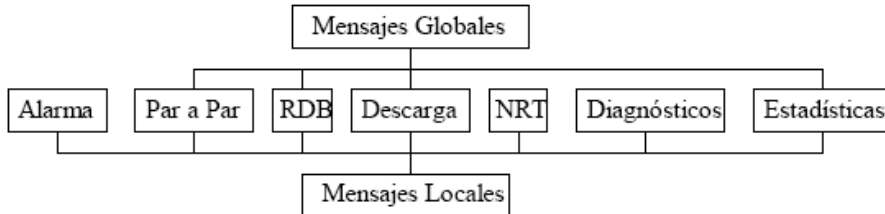


Figura 16a. Mensajes Globales y Locales

**Mensajes de Datos Globales**

Son aquellos que deben pasar por lo menos a través de un nodo antes de llegar a destino. El formato de mensaje global tiene la forma mostrada en la Fig. 17a

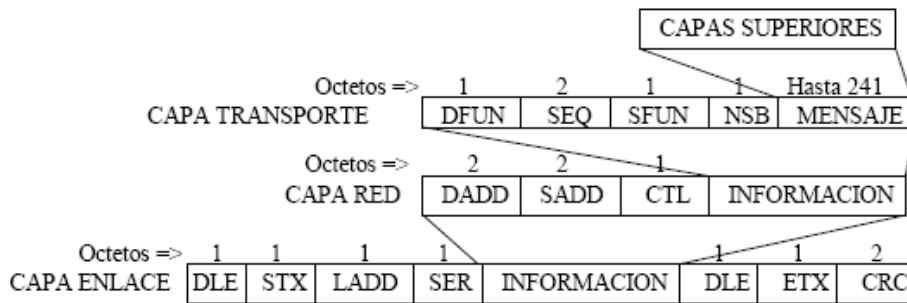


Figura 17a. Formato General para Mensajes Globales.

A nivel de Capa Transporte:

- DFUN** Código de función del destino
- SEQ** Número de Secuencia de Aplicación del mensaje. Se requiere para evitar la duplicación accidental de mensajes en condiciones de ruido extremo
- SFUN** Código de función de la fuente. El número de funciones puede llegar hasta 20.
- NSB** Octeto de Estado del Nodo. Si hay una falla en la comunicación, el dígito de mayor peso del octeto se pone a UNO y los otros 7 dígitos indican el tipo de falla.
- MENSAJE** Depende de la aplicación y puede contener hasta 241 octetos

A nivel de Capa Red:

- DADD** Dirección de destino global; **SADD** Dirección de fuente global. Nótese que DADD y SADD son las direcciones de las maestras destino y origen, respectivamente
- CTL** Octeto de control. Contiene el tipo de mensaje (petición o respuesta) y el estado de la respuesta o número de nivel si hubo fallas

A nivel de Capa Enlace:

- DLE+STX/ETX** Combinación de caracteres ASCII para asegurar la transparencia

**LADD** Dirección local. El dígito de mayor peso es una bandera que cuando está a UNO indica que el mensaje contiene una estructura a nivel de red. **LADD** es la dirección de la esclava hacia donde va dirigido el mensaje.

**SER** Número de serie del mensaje. Este número es asignado por la maestra; la esclava debe retornarlo en la respuesta. Se utiliza para evitar la confusión que se presenta cuando un mensaje o reconocimiento se pierde debido al ruido, etc. El número de serie cero no se utiliza porque está reservado para uso interno en el nodo.

**CRC** Campo para la verificación de error. Se calcula desde STX a ETX y no toma en cuenta los DLE intermedios. Utiliza el algoritmo CRC UIT-T V.41, ya mencionado.

### Mensajes de Datos Locales

Los mensajes locales son aquellos que no tienen que pasar a través de ningún nodo para llegar a su destino. Por definición, el primer nodo en recibir un mensaje local es el destino. El formato de un mensaje local tiene la forma mostrada en la *Fig. 18a*.

Nótese que este formato no contiene una estructura a nivel de Capa Red. El dígito de mayor peso de LADD está puesto a CERO; los otros siete dígitos indican la dirección local desde 1 hasta 127. La dirección de la maestra en un enlace local siempre es cero.

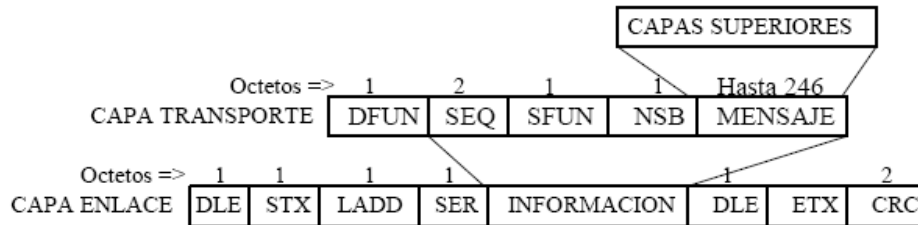


Figura 18a. Formato para mensajes locales

### Tramas de Supervisión y Control

En el Protocolo BSAP las tramas para supervisión y control más utilizadas son:

1. Trama de Interrogación (Poll), Código 85H
2. Trama de Reconocimiento (ACK o DOWN-ACK), Código 86H
3. Trama de Reconocimiento/“Nada para Transmitir” (ACK-NO DATA), Código 87H
4. Trama de Reconocimiento Negativo (NAK), Código 95H
5. Trama de Reconocimiento desde arriba (UP-ACK), Código 8BH
6. Ultimo Mensaje Descartado (DIS), Código 83H

### Interrogación (Poll), Código 85H

Esta trama es un comando utilizado por la maestra para interrogar a sus esclavas y determinar si ellas están activas. De estar activas, se les solicitará información con el mensaje respectivo. El formato del mensaje es el siguiente, *Fig. 19a*

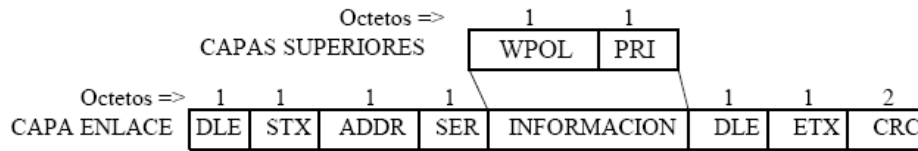


Figura 19a. Formato para Mensajes Locales.

- **ADDR** Dirección de la esclava o nodo interrogado
- **SER** Número de serie del mensaje
- **WPOLL** Código de Función 85H
- **PRI** Prioridad de los datos requeridos. PRI = 00H indica que se puede aceptar alarmas o mensajes de datos. PRI = 10H indica que no se puede aceptar alarmas

### Reconocimiento (ACK o DOWN-ACK), Código 86H

Esta trama es una respuesta; la utiliza una esclava para reconocer a su maestra la recepción de un mensaje, excepto cuando se trata de una Interrogación (Poll). El formato correspondiente tiene la forma mostrada en la *Fig. 20a*

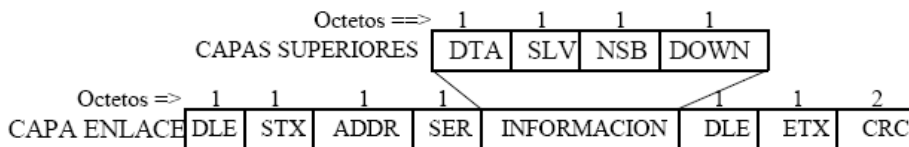


Figura 20a Formato para Reconocimiento (ACK o DOWN-ACK)

- ADDR Dirección de la maestra ( siempre a CERO)
- SER Número de serie del mensaje reconocido
- DTA Código de Función 86H
- SLV Dirección local de la esclava o nodo que responde
- NSB Octeto de Status de la esclava o nodo. Con este octeto se le participa a la maestra ciertas condiciones existentes dentro de la esclava
- DOWN Número de buffers en uso

### Reconocimiento/Nada para Transmitir (ACK - NO DATA), Código 87H

Este mensaje es utilizado por una esclava para reconocer la recepción de una Interrogación (Poll) indicando que no tiene mensajes de datos para transmitir. En la *Fig. 21a* se muestra el formato de este mensaje.

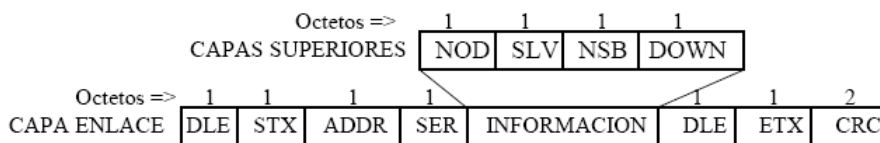


Figura 21a. Formato para Reconocimiento/Nada para Transmitir.

**NOD** Código de Función 87H

**Reconocimiento Negativo (NAK), Código 95H**

Con este mensaje, una respuesta, la esclava le indica a su maestra que además de una Interrogación (Poll) ha recibido también otro mensaje pero no dispone de espacio en los buffers. El formato se muestra en la *Fig. 22a*

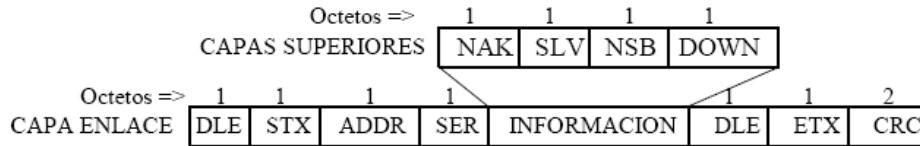


Figura 22a Formato para reconocimiento Negativo (NAK)

**SER** Número de serie del mensaje reconocido con NAK

**NAK** Código de Función 95H

**Reconocimiento desde arriba (UP- ACK), Código 8BH**

Este mensaje es utilizado por la maestra para informar a la esclava que ha recibido correctamente y almacenado el mensaje. El formato es el siguiente:

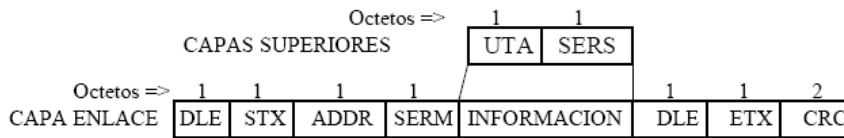


Figura 23a. Formato para Reconocimiento desde arriba (UP-ACK)

**ADDR** Dirección local de la esclava

**SERM** Número de serie del mensaje de la maestra

**UTA** Código de Función 8BH

**SERS** Número de serie del mensaje reconocido con UP-ACK

PROTOCOLO DNP 3.0

Secuencias a Nivel de Aplicación

En la Fig. 24a se muestra la secuencia de los mensajes de aplicación entre una Maestra y una Remota. Como se muestra en la Fig. 24a, la maestra envía una petición a la remota la cual contesta con un mensaje de respuesta.

La remota puede decidir espontáneamente transmitir datos mediante un mensaje de Respuesta no Solicitada. Para la maestra, la transacción petición/respuesta con una remota en particular debe completarse antes de que una nueva petición sea enviada a esa remota. Una maestra puede aceptar respuestas no solicitadas mientras una respuesta está en progreso. Sin embargo, para la remota una transacción petición/respuesta debe completarse antes de que cualquiera otra petición o respuesta no solicitada sean enviadas. Las respuestas no solicitadas solamente deben ser enviadas antes o después de una transacción petición/respuesta.

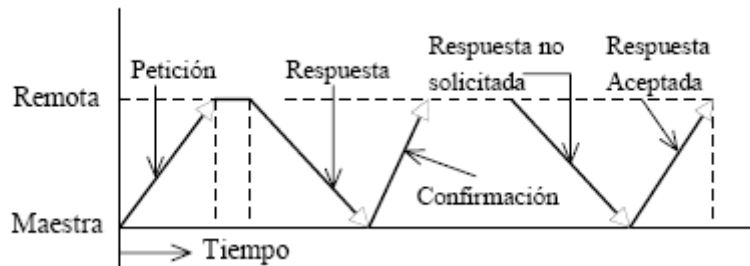


Fig. 24a. Secuencia Interrogación/Respuesta a nivel de Aplicación.

Mensajes de Capa Aplicación

El formato de los mensajes de Aplicación se divide en Formatos de Petición y Formatos de Respuesta. Los Formatos de Petición son para mensajes desde la Maestra hacia las Esclavas, y los Formatos de Respuestas son las respuestas correspondientes de las Esclavas. El campo Control de Aplicación proporciona la información necesaria para la construcción de mensajes multifragmento. Los mensajes de aplicación se pueden fraccionar en segmentos lo suficientemente pequeños para que quepan en los buffers de mensaje. El tamaño recomendado del fragmento es de 2048 octetos a fin de mantener la compatibilidad con los dispositivos DNP corrientes. Cada fragmento tiene su propio encabezado de manera que él puede ser procesado como un mensaje individual y luego descartado para dejar espacio para el próximo fragmento.

Nótese que los segmentos forman parte de los fragmentos; por ejemplo, el formato mostrado en la Fig. 25a puede ser un mensaje completo o un fragmento de un mensaje mucho más grande.

En la Fig. 25a se muestra el formato de la Capa Aplicación en el caso de un Mensaje de Petición. El formato para un Mensaje de Respuesta es igual con la diferencia de que el

Encabezado Respuesta contiene después del campo Código de Función un campo adicional IIN (Internal Indications) cuyos dígitos indican el estatus de la respuesta.

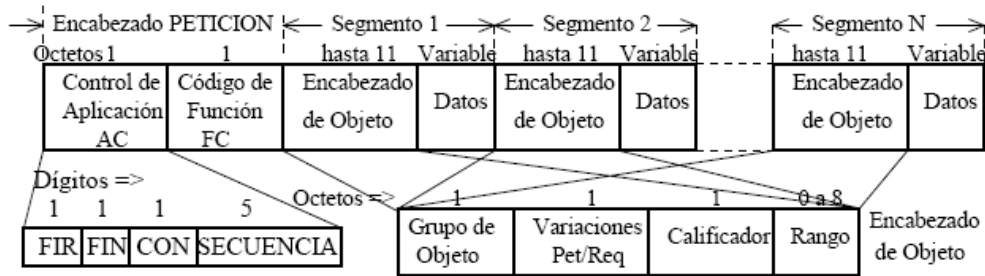


Figura 25a. Formato de la Capa Aplicación DNP 3.0

**Control de Aplicación (AC).** Proporciona la información necesaria para la construcción de mensajes multifragmento. Este campo contiene los siguientes elementos:

**FIR.** Cuando se coloca a UNO, indica que el fragmento es el primer fragmento de un mensaje de aplicación.

**FIN.** Cuando se coloca a UNO, indica que el fragmento es el último fragmento de un mensaje de aplicación.

**CON.** Cuando se coloca a UNO, indica que la aplicación llamante queda en espera de una confirmación de la aplicación llamada. El Código de Función 1 se utiliza en el mensaje de confirmación.

**SECUENCIA.** Indica el número del fragmento. Los números 0 a 15 están reservados para peticiones de la Estación Maestra. Los números 16 a 31 están reservadas para las Respuestas no Solicitadas desde las Esclavas.

**Código de Función (FC).** Identifica el propósito del mensaje. Hay dos grupos de Código de Función: uno para peticiones y otro para respuestas. En DNP hay alrededor de 30 códigos en operación para transferencia, control, control de aplicación, configuración, sincronización de temporización, etc. que no vamos a describir aquí.

**Encabezado de Objeto.** Especifica el tipo de datos que están contenidos en el mensaje o que van a ser utilizados para responder a ese mensaje. El encabezado de objeto es igual tanto en Petición como en Respuesta, pero la interpretación depende de si es una petición o una respuesta y del código de función que lo acompaña. El Encabezado de Objeto está formado por los siguientes campos:

**Grupo y Variaciones Pet/Resp.** Estos dos campos especifican el grupo de datos y las variaciones de dichos grupos, lo que permite identificar el tipo, clase de datos u objeto.

**Calificador.** Especifica el significado del campo Rango, es decir, cómo debe interpretarse.

**Rango.** Indica la cantidad de objetos, los índices de partida y final o identificadores de los objetos en cuestión.

#### Formatos de Seudocapa Transporte

Cuando una aplicación solicita la transmisión de un mensaje grande, este mensaje se segmenta en fragmentos lo suficientemente pequeños para que quepan en una trama de Enlace DPN, la cual contiene, como máximo, 260 octetos. El número máximo de octetos del formato Seudocapa Transporte es de 250, de los cuales uno es el Encabezado y los otros 249 son Datos de Usuario.

En la Fig. 26a se muestra el formato Seudocapa Transporte.

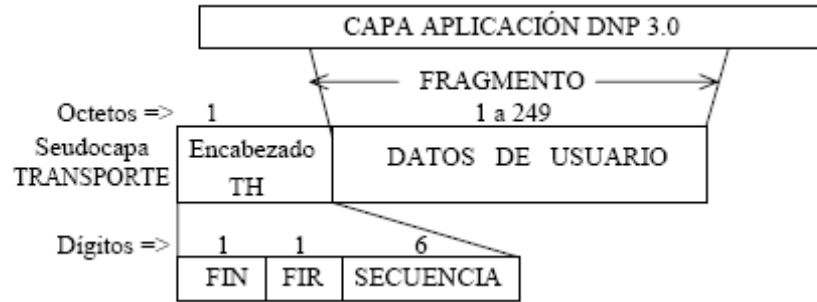


Figura 26a

En el Encabezado TH está el control de la seudo capa y está compuesto por los siguientes elementos:

**FIN.** Cuando se coloca a UNO, este dígito indica que esta trama de datos de usuario es la última trama de una secuencia de fragmentos de un mensaje. Se tiene entonces que cuando FIN = 1 => última trama; FIN = 0 => vienen más tramas.

**FIR.** Cuando se coloca a UNO, indica que es la primera trama de una secuencia de tramas de un mensaje. Cuando una estación recibe FIR = 1, todas las tramas anteriormente recibidas que no habían sido terminadas (con FIN = 1), son descartadas. La primera trama de una secuencia puede tener un número de secuencia entre 1 y 63. Si se recibe una trama con FIR = 0 y no ha habido mensajes en progreso, entonces la trama es ignorada. Si el mensaje consta de una sola trama, entonces FIN = 1 y FIR = 1. En resumen, si FIR = 1 => primera trama de una secuencia, FIR = 0 => la trama no es la primera de una secuencia.

**SECUENCIA.** Este es el número de trama y se utiliza para verificar que cada trama está siendo recibida en secuencia. Ayuda también en la recuperación de tramas perdidas o duplicadas. Los números de secuencia van de 0 a 63.

Formatos de Capa Enlace

El formato de Capa Enlace DNP contiene un encabezado de 10 octetos seguido de una secuencia opcional de bloques de datos. Cada bloque contiene 16 octetos a los cuales se les agrega un CRC de dos octetos. La longitud máxima de la trama es de 260 octetos. En la Fig. 27a se muestra la trama Enlace DNP.

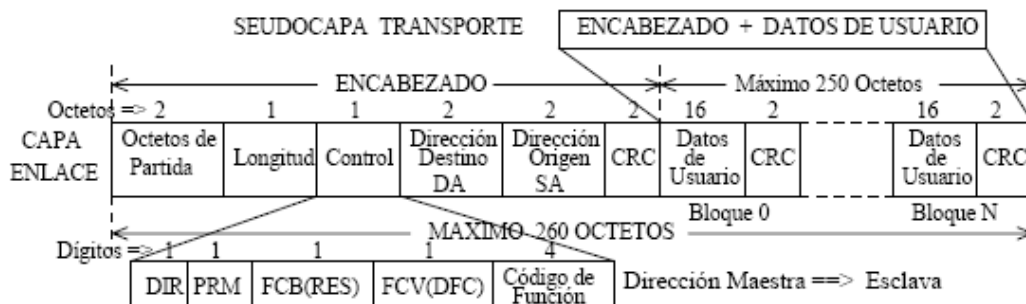


Figura 27a. Formato de Capa Enlace DNP

La trama Enlace DNP contiene los siguientes campos:

**Octetos de Partida.** El primer octeto contiene el número 05H y el segundo 64H. Ellos son una especie de bandera y permiten la sincronización de la trama.

**Longitud.** Especifica la longitud, en octetos, de los octetos de usuario en la trama, incluyendo los campos Control, Dirección Destino y Dirección Fuente. El valor mínimo en este campo es de 5 (que indica que solamente está presente el Encabezado) y el máximo 255.

**Control.** Este campo contiene la dirección de la trama, el tipo de trama e información de control de flujo. La dirección Maestra ==> Esclava es la mostrada en la Fig. 4. Para la dirección Esclava ==> Maestra, los dígitos FCB y FCV se reemplazan por los dígitos RES y DFC, respectivamente. Las funciones de estos subcampos son:

DIR. Indica el sentido de transmisión: Maestra => Esclava, DIR = 1, Esclava ==> Maestra, DIR = 0.

PRM. Mensaje primario; PRM = 1, trama desde la estación primaria (estación llamante); PRM = 0, trama desde la estación secundaria (estación llamada).

FCB. Dígito de conteo de tramas. Se utiliza para suprimir pérdidas o duplicación de tramas hacia la estación secundaria.

RES. Reservado

FCV. Dígito de validación que permite el funcionamiento del dígito FCB. En este caso: FCV = 0, indica ignorar el estado del dígito FCB; FCV = 1, le indica a una estación secundaria que el estado del dígito FCB debe ser verificado en relación con el estado del dígito FCB de la última trama enviada cuyo dígito FCV era 1.

DFC. Dígito de control del flujo de datos. Se utiliza para prevenir el desbordamiento de los buffers de la estación secundaria.

Código de Función. Identifica el tipo de trama. La definición de los valores colocados en este campo son diferentes en las estaciones primarias y secundarias.

Dirección de Destino (DA). Especifica la dirección de la estación hacia la cual se envía la trama. El primer octeto es el octeto de menor orden y el segundo es el de mayor orden. Cuando la estación primaria coloca la dirección FFFFH (broadcast), todas las estaciones secundarias escuchan y aceptan las tramas que vienen de la estación primaria.

Dirección de Origen (SA). Identifica la dirección de la estación de donde viene la trama. El primer octeto es el octeto de menor orden y el segundo es el de mayor orden.

Datos de Usuario. Los bloques contienen de 1 a 16 octetos de datos de usuario. Si el mensaje consta de más de 16 octetos, se llenarán bloques con 16 octetos excepto el último que puede contener de 0 a 16 octetos.

CRC. Campos para verificación de error; código CRC

El enlace de datos DNP 3.0 puede soportar múltiples maestras, múltiples esclavas y comunicaciones par a par (peer to peer). En la configuración de múltiples maestras, las maestras tienen mayor prioridad que las esclavas. Sin embargo, se puede establecer un orden de prioridades entre las maestras. En la configuración de múltiples esclavas habrá una maestra que tendrá el control; es el modo de respuesta normal. En comunicaciones par a par todos los dispositivos actúan como esclavas y el modo de respuesta es balanceado; sin embargo, hay que incorporar mecanismos para evitar colisiones, pues todas tienen la misma prioridad y pueden transmitir simultáneamente.



### **La Capa Física DNP 3.0**

La capa física que se recomienda para el enlace de datos en DNP 3.0 es una capa asincrónica con caracteres de 8 dígitos de información, 1 dígito de arranque, 1 de pare y no paridad. Las interfaces físicas recomendadas son la RS-232C, la UIT-T V.24/V.28 y la RS-485, con Módems FSK.

La capa física debe proveer cinco tipos de servicios: Enviar, Recibir, Conectar, Desconectar y Estado (Status). El servicio Enviar convierte los octetos de datos en secuencias serie para su transmisión entre el ETD y el ETCD, con las señales apropiadas para la comunicación con un ETCD dado. El servicio Recibir debe ser capaz de aceptar datos desde el ETCD y entregarlos con la sincronización correcta y libre de ruido a su ETD.

Los servicios Conectar y Desconectar permiten la conexión y desconexión, si es aplicable, desde una red pública de datos. El servicio Estado debe ser capaz de retornar el estado del medio físico; como mínimo, debe indicar si el medio está libre u ocupado.

Sin importar el tipo de capa física utilizada, en DNP 3.0 se utilizan dos configuraciones en un SCADA dado: la topología en barra directa y la topología en barra serie. La topología en barra directa es una configuración punto a punto, sea por radio, por conductores físicos o mediante una conexión a través de una red pública conmutada. La topología en barra serie es esencialmente una configuración multipunto en operación Maestra/Esclavo



# B i b l i o g r a f í a

La mayoría de este trabajo escrito se realizó con la consulta de la norma IEC 61850 consultada en la Secretaría de Economía, y de la recopilación de elementos en campo mientras la Puesta en Servicio del Sistema de Control Local de Estación de la S.E. Zapata en Morelos, Mexico.

Bibliografía:

Brand, Brunner, Wimmer, "DESIGN OF IEC 61850 BASED AUTOMATION SYSTEMS ACCORDING TO CUSTOMER REQUIREMENTS". B5-103 Session 2004 CIGRÉ.

P.Fairly, The unruly Power Grid, IEEE Spectrum, August 2004, p.16-21  
Blackout 'could have been prevented', Modern Power Systems, April 2004, p.3  
IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations,  
K.P.Brand, V.Lohmann, W.Wimmer, Substation Automation Handbook, ISBN 3-85759-951-5, 2003,  
[www.uac](http://www.uac).

K.P.Brand, C.Brunner, W.Wimmer, Design of IEC 61850 based Substation Automation Systems according to Customer Requirements, CIGRE Plenary Meeting, Paris, 2004,  
K.P.Brand, M.Janssen, The Specification of IEC 61850 based Substation Automation Systems, Paper at DistribuTECH 2005, Enero 25-27, San Diego  
K.Schwarz et al., Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik (Comunicaciones abiertas de acuerdo a la IEC 61850 para protección y monitoreo de subestaciones), etz-Report 34, 2004

UCA International Users Group,  
<http://www.simpase.com.br/es/htm/apresentacao/acervo.htm>

- [1] C.V.G. EDELCA, *Especificaciones técnicas generales sistemas de control numérico en subestaciones*, ETGS/EEM-250.
- [2] ENGLER F., JAUSSE A., *Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión*, Revista ABB 3, 1998.
- [3] FARGUHARSON R., SPINNEY A., GILCHRIST G., *Una red LAN abierta para sistemas de control integrados en subestaciones: ¿Es esto algo nuevo o algo común? "Una guía de subestaciones de integración de datos"*, GE HARRIS Energy Control System, 2001.
- [4] GE Power Management, *Substation Automation UR Applications 1 Course Ver. 2.2*, GE Power Management, 2000.
- [5] GE HARRIS Energy Control Systems, *Utility Automation Solutions*, Brochure, 2000.
- [6] GE HARRIS Energy Control Systems, *iSCS Integrated Substation Control System*, Brochure, 1999.