

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

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

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

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

### **2.1 Automatización Local**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 2.2 Sistemas SCADA

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

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

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

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

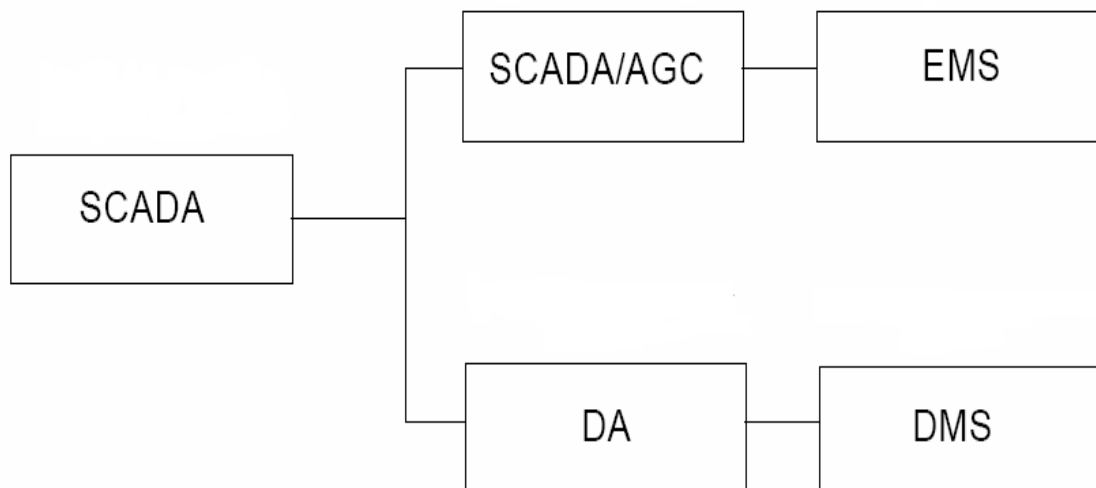


Figura 2.2.1 Diagrama de Aplicaciones de un sistema SCADA

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

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

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

### 2.3 Dispositivos Electrónicos Inteligentes: DEI's

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

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

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

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

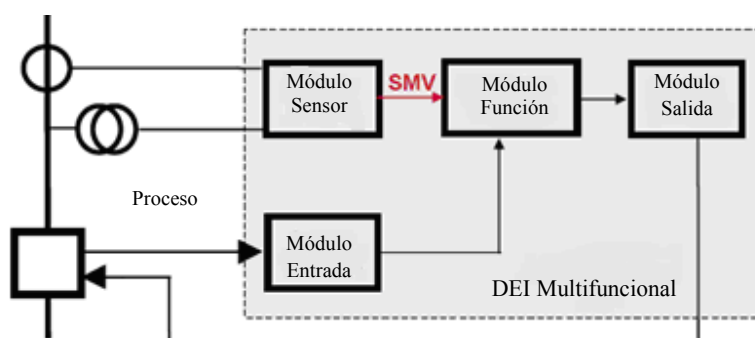


Figura 2.3.1 Diagrama de Bloque Simplificado de un DEI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

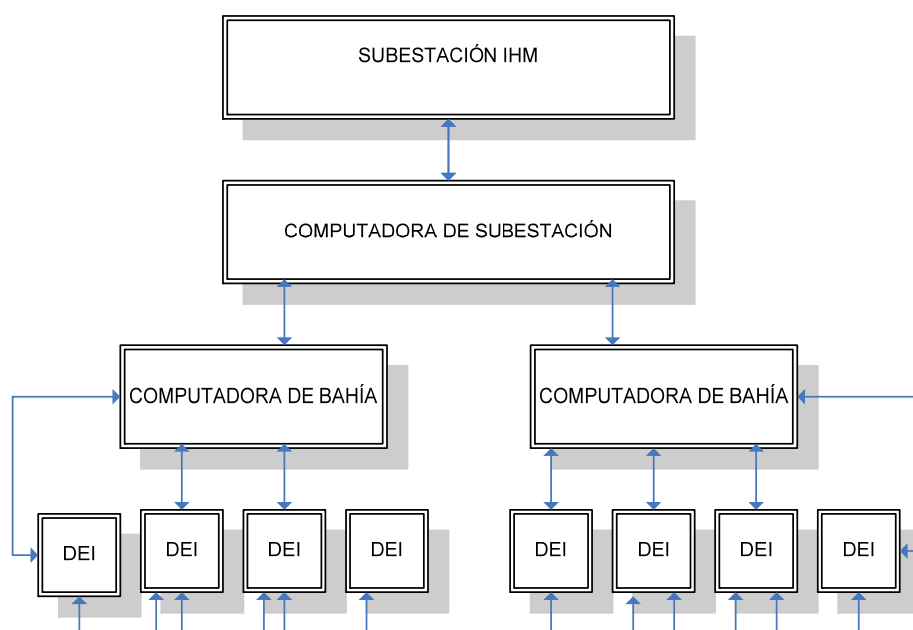


Figura 2.4.1 Esquema Red LAN de la Subestación

## 2.5 Protocolos de Comunicación

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

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

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

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

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

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

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

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



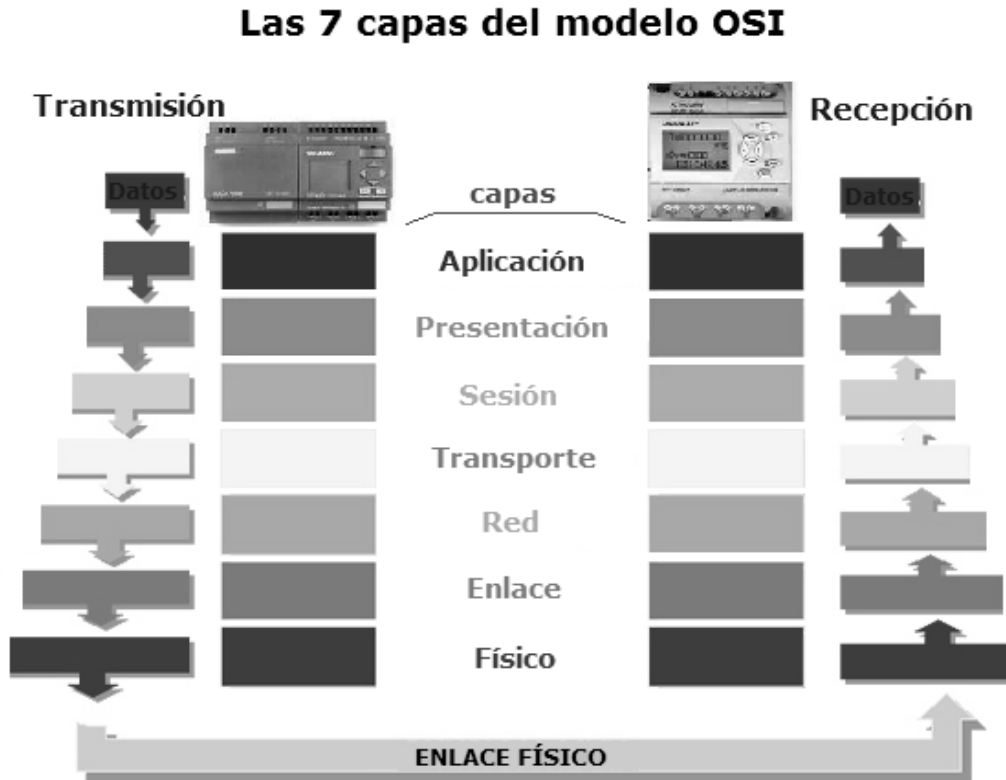


Figura 2.5.1 Modelo OSI

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

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

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

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

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

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

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

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

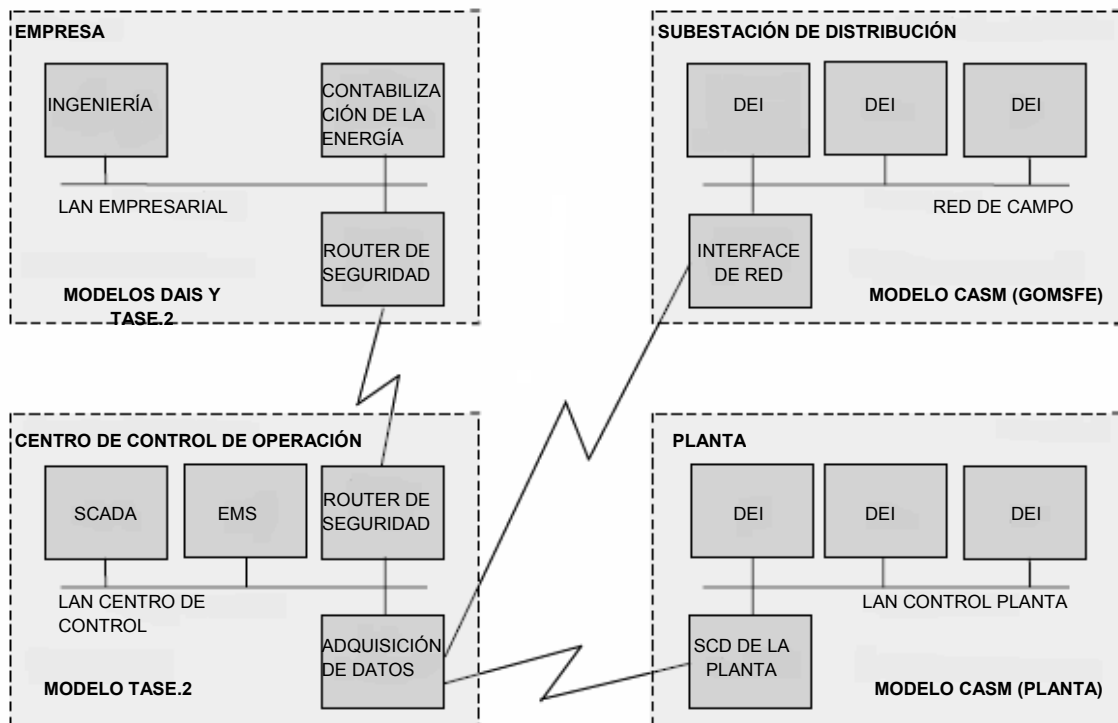


Figura 2.5.2 Ejemplo de Red Integrada en la Arquitectura UCA

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

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

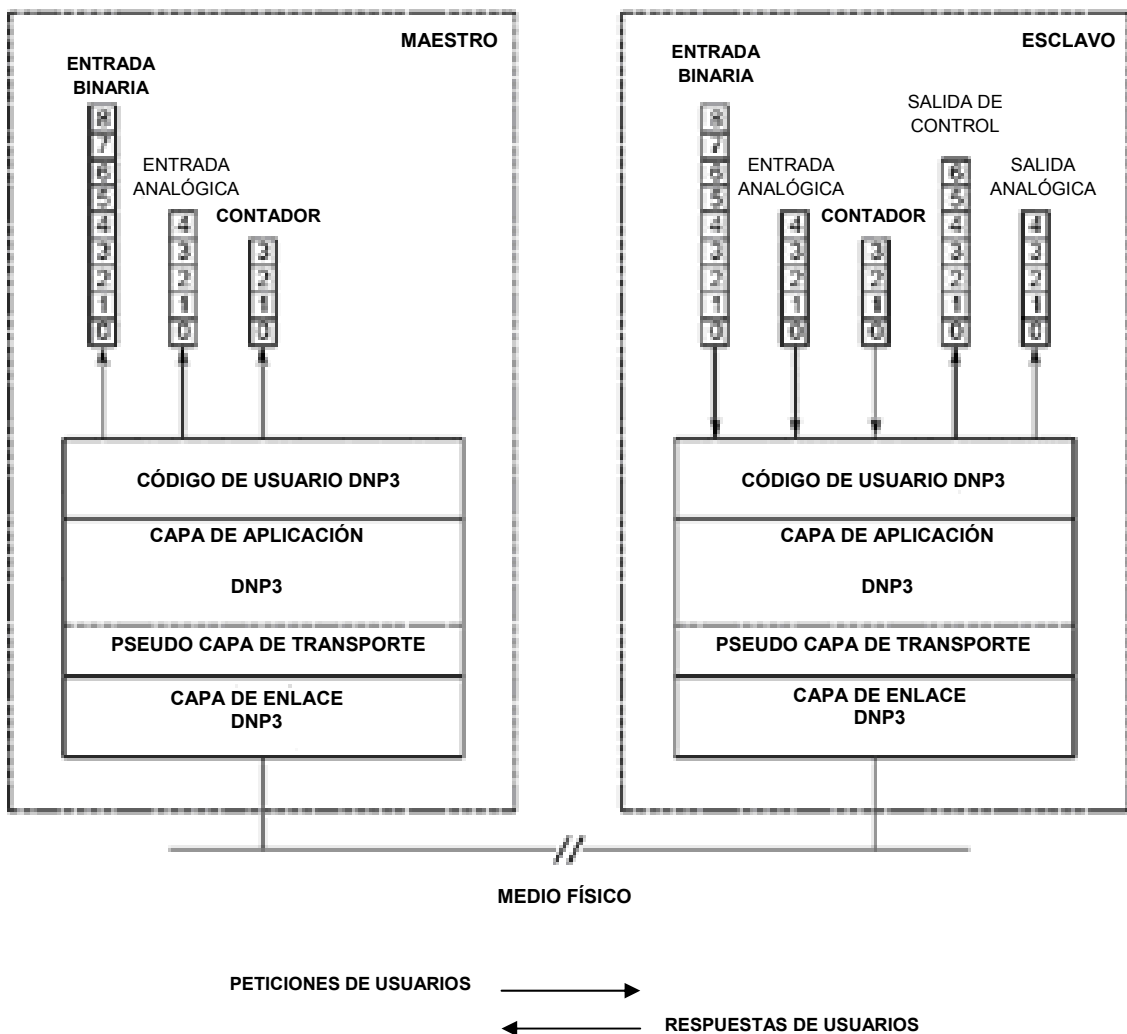


Figura 2.5.3 Estructura Protocolo DNP (3 capas)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

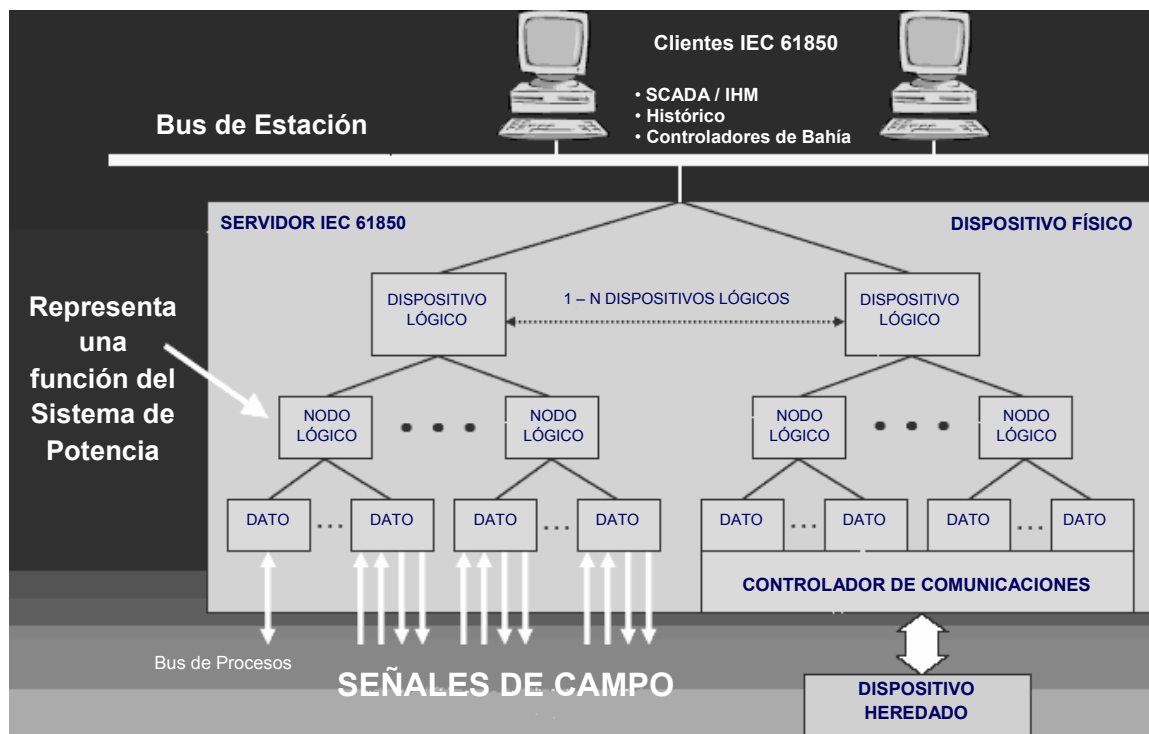


Figura 2.5.4 Red Integrada con el Protocolo IEC 61850

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

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

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