

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Luc HOSENLOPP - GEC ALSTHOM T&D P&C - Francia

Introduction

La automatización de la subestación es un concepto que reúne diferentes tipos de productos y proyectos. Globalmente es la solución para dirigir correctamente las siguientes situaciones:

- en este momento la tecnología de las comunicaciones se establece en relés protectores y recientemente en transductores. En la actualidad una buena parte de las compras de una organización tienen que ver con material de comunicaciones.

- al mismo tiempo, los costes de las redes de área ampliada (LAN) disminuyen, lo que hace posible la instalación o revalidación de nuevos sistemas SCADA. Un mayor ancho de banda requiere de Máster SCADA potentes, además de subestaciones (o Plantas de potencia) RTU.

- entre las organizaciones existe la tendencia general de reducir el personal de los equipos de ingeniería que no está directamente implicado en el asunto de la electricidad, lo que hace de la automatización no sólo un punto atrayente sino necesario.

Por lo tanto, la automatización de la subestación podría definirse como: la optimización del uso de los sistemas de comunicación IED y SCADA.

Sistemas de protección y control

Históricamente, las comunicaciones por fuera de la subestación eran un privilegio exclusivo de los operadores, y su propósito principal era conmutar interruptores para accionar la red eléctrica. Los relés eran electromecánicos, es decir estáticos, y tenían que controlarse desde el interior de la subestación.

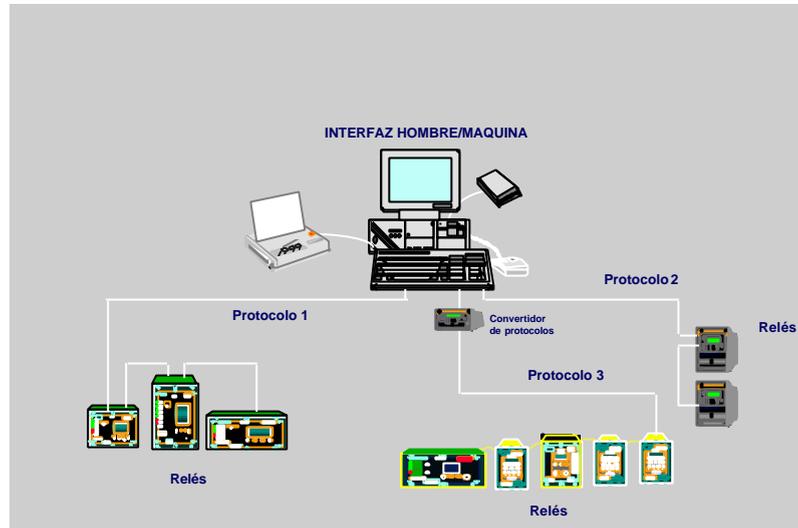
La introducción de relés de comunicación, cuyo objetivo inicial era facilitar su instalación, ajuste y mantenimiento, se ha convertido en una necesidad para el establecimiento de un punto de acceso central, conectado a todos los relés de la subestación. Los equipos de protección han explorado las posibilidades de las redes y han creado conexiones de tipo bus para los puertos RS 232, luego para los RS 485, y recientemente LAN o Fieldbus. También se han diseñado nuevas cajas para conversión de protocolos, y se ha dado más potencia al punto de acceso central al aumentar el número de datos disponibles.

El número de datos recogidos o calculados en los relés es considerable. Porque no sólo obtienen las mediciones también pueden conocer las posiciones de los interruptores. Su actividad, en tiempo real, proporciona información precisa sobre el comportamiento eléctrico de la red, además de las condiciones predeterminadas, eliminación, incidentes relacionados. En la actualidad, la mayoría de los relés modernos capturan la forma de onda predeterminada y hacen que sus ficheros de registro de perturbaciones sean accesibles de forma digital en su puerto de comunicación. Los programas de ajuste también se han vuelto más complejos, controlados mediante softwares y dispositivos módem HMI, en su mayoría PC. Este número creciente de datos es útil y necesario, no sólo para los equipos de relés protectores sino también para el equipo de mantenimiento, responsable de construcciones, responsable de nuevos servicios al cliente, para todos excepto para los operadores. Estos todavía tienen el privilegio de la comunicación por fuera de la subestación. Además, la mayor parte del tiempo, el protocolo SCADA no podía soportar ni siquiera un subconjunto razonable de datos sobre los relés.

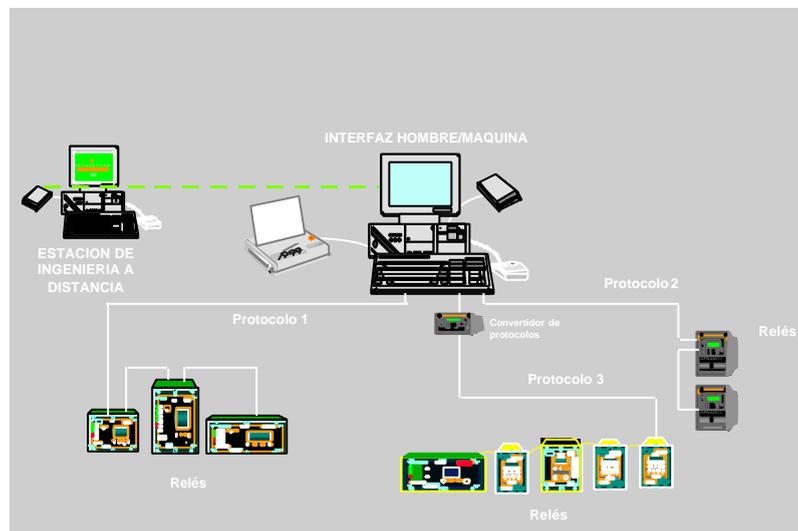
Este asunto condujo a una situación controvertida que todavía existe en la mayoría de las instalaciones. Los equipos de protección han tratado de acceder a la subestación de forma remota, en ocasiones con éxito, siempre en paralelo con la infraestructura SCADA / RTU. Los equipos de control, responsables de las operaciones de la subestación no están muy satisfechos de saber que otra parte se implica en las soluciones de comunicación. Dentro de las instalaciones, la mayoría de las divisiones desean, de cierta manera, tener acceso a los datos de la subestación, no precisamente en tiempo real, pero de forma directa. De esta forma, se han desarrollado diversas soluciones.

Soluciones existentes

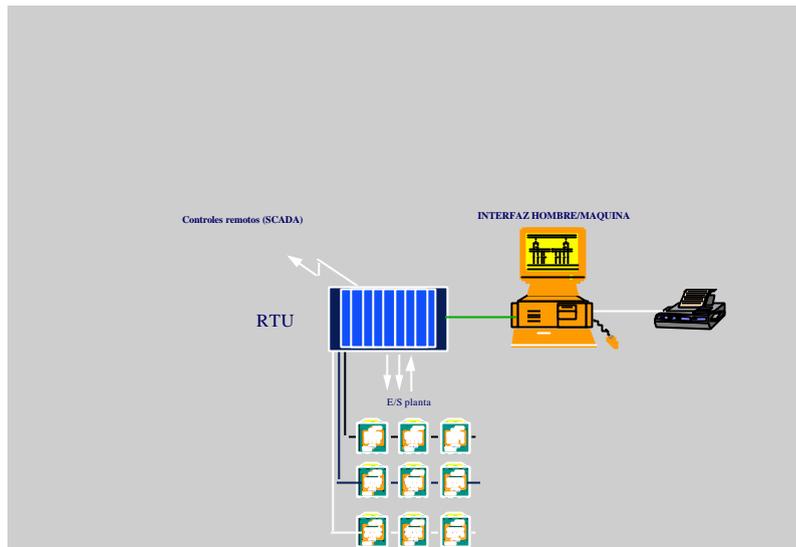
1) Además de la RTU (en caso de que exista, lo que sucede en la mayoría de las subestaciones), se instala un sistema de comunicación para los relés, que proporciona un punto de acceso a la subestación para los relés. Ya que la diferencia entre los relés consiste generalmente en varios buses de comunicación conectados a un PC (véase la figura 1). El PC puede ser un equipo permanente o el personal encargado de los relés puede traerlo cuando se desplaza a la subestación.



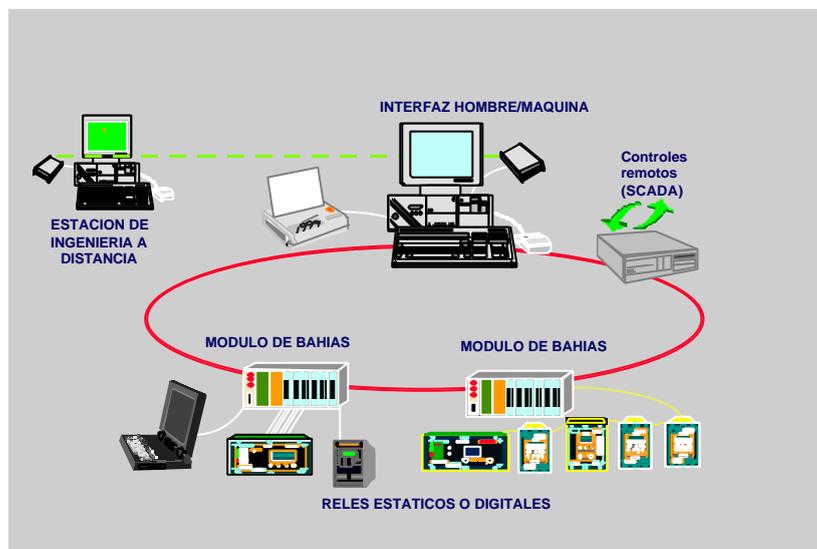
2) Otra alternativa es el uso de una línea telefónica (o una WAN de fibra óptica, pero esto todavía no es muy frecuente), para obtener un acceso remoto a los relés. Esto permite que el personal encargado de los relés conecten su PC de la oficina a la subestación, con la posibilidad de realizar ajustes según la configuración eléctrica de la red (decidida por los operadores), y acceder a las mediciones (véase la figura 2).



3) Al mismo tiempo, existe una tendencia a mejorar las RTU, principalmente para sacar el mayor provecho del bus de comunicación ya presente en la subestación. El avance consiste en establecer una comunicación directa con los relés, lo que representa un acceso a los datos mucho más económico, gracias a los ahorros de cableado. No obstante, esto se limita a la subestación de distribución; para las subestaciones de transmisión, todavía existe el deseo, al menos, un requisito general, de obtener acceso a los datos y procesamiento de los mismos, para control y protección, por separado. Un HMI se ha añadido a la RTU, ofreciendo al operador un punto central donde se visualizan todas las medidas de forma conveniente: principalmente diagramas animados de una línea, lista de alertas, secuencia de eventos y posibilidades de mantenimiento del equipo. (Véase la figura 3)



4) Otra tendencia que se inició con los equipos de control fue la descentralización de las unidades de E/S. Esta nueva subestación LAN permitía que se capturara la información y se convirtiera de forma digital, procesable, en la fuente misma. El primer punto interesante fue los ahorros en cableado; esto se aplica principalmente a las subestaciones de gran tamaño, y se incorpora a gran escala en las instalaciones de transmisión. Otra ventaja es la seguridad mejorada, ya que la pérdida del equipo de la RTU es menos peligrosa. Junto con esta tendencia, el uso del PLC fue muy adecuado: no sólo proporcionaba la capacidad descentralizada de E/S, sino que también ofrecía la automatización de cualquier acción en la subestación. PLC se ha utilizado de maneras diferentes, haciendo prueba de imaginación, en ocasiones de formas muy innovadoras (tal como el reemplazo de relés intermedios). (Véase la figura 4).



La fusión de estas tendencias se llama Sistema de protección y control integrado. Consta de una subestación LAN, en la que se conectan mas protecciones y las unidades de E/S descentralizadas, ya sea directamente o (la mayor parte del tiempo) a través de un bus de subcomunicaciones; un HMI proporciona las funciones de control necesarias y también protege el acceso; una especie de interfaz de telecomunicaciones, de la RTU convencional al PC con una tarjeta módem, permiten el acceso a distancia. El acceso a distancia no sólo consta de comunicaciones máster SCADA, sino también otra WAN de las instalaciones corporativas, o enlace específico para el personal encargado de los relés. Este tipo de sistema es reciente pero es bastante interesante ya que combina toda las características de protección y control, cumple con los requisitos de todas las personas implicadas en el diseño o el funcionamiento.

Costes del proyecto

El coste de un proyecto de automatización de una subestación consta del precio del vendedor y el esfuerzo interno de la instalación. Un procedimiento de licitación permite comparar varias soluciones del vendedor; pero a falta de estándar en la función, se deben estudiar los detalles para poder realizar una comparación justa. No es extraño que, para la misma especificación, los precios varíen de 1 a 5. El esfuerzo interno siempre se subestima. El personal de ingeniería que trabajará en el proyecto debe recolectar datos fiables de la subestación (listas de E/S, diagramas, secuencias automatizadas, requisitos gráficos, forma de trabajar habitual del operador, interfaz del protocolo SCADA, etc.) pero también, seguimiento del proyecto, participación en la constitución de la base de datos, validación de la documentación, supervisión y aceptación de pruebas o especificación de la causa de rechazo. Los operadores y el personal de mantenimiento deben recibir la formación, no sólo técnica, sino también para facilitar la aceptación de los cambios. La administración solicita una justificación de costes en la mitad del proyecto, cuando la inversión es alta pero no se puede mostrar nada tangible. Estos elementos, además de otros, conducen a la ley recurrente: el esfuerzo interno casi siempre es más del esperado, a pesar de esto, siempre tomamos esta ley en consideración.

Sin embargo, cabe anotar que el esfuerzo interno es directamente proporcional a la capacidad de ingeniería y el profesionalismo del vendedor. Un vendedor serio generalmente es más costoso pero ayuda al cliente en la identificación de costes y puede proponer soluciones en cualquier momento del proyecto, algo que es difícil de asociar con el valor del dólar en el momento de la evaluación de la propuesta.

Enfoque del proyecto

Todos los sistemas son altamente personalizables con el fin de que se ajusten a las diferentes necesidades. Un enfoque de proyecto se debe considerar para tener éxito en la realización de las tareas siguientes.

1) Especificación.

Contrariamente a las funciones de los relés protectores, que son bien descritas por las normas (ANSI, IEC), las funciones de control no están definidas por ninguna entidad internacional. Se debe definir un documento de especificación.

2) Constitución de la base de datos

Las herramientas para construir las bases de datos no son difíciles con el fin de que la mayoría de los ingenieros puedan tener acceso. No obstante, se deben usar según un método preciso, para evitar las inconsistencias, garantizar la seguridad y evitar las pérdidas de tiempo. A este respecto, se proponen cursos de formación. Una solución eficaz consta de un equipo común, con uno o dos ingenieros del cliente que se unen al equipo de proyecto del fabricante.

3) Integración y pruebas del sistema

La integración completa en fábrica, hasta las pruebas de aceptación se debe realizar en la fábrica. Aunque esto pueda parecer pesado, resulta muy útil porque permite detectar cualquier tipo de problema antes de la instalación en el sitio. De esta forma, las pruebas in situ se reducen a algunos días, lo que a fin de cuentas resulta muy rentable. La prueba de aceptación en fábrica también es una buena oportunidad para comenzar con el seguimiento de la gestión de la configuración, lo que permite mantener un registro de todo lo que le sucede al sistema y de esta forma facilitando el mantenimiento.

4) Instalación y puesta en marcha

Estas funciones están por definir.

5) Gestión del proyecto

Para controlar los proyectos bajo todos sus aspectos, se debe designar un administrador de proyecto, cuyos objetivos son:

- alcanzar la fecha límite
- alcanzar los requisitos técnicos
- alcanzar la satisfacción del cliente sobre la manipulación de las dificultades. La mayor parte del tiempo,

las dificultades provienen de cambios de último momento, datos inexactos, etc. El papel del administrador del proyecto es identificar estos problemas tan pronto como sea posible y proponer soluciones.

Conclusión

Hay una confusión entorno a la noción de automatización de subestaciones, ya que están llegando nuevas cosas desde distintas perspectivas. Cada día, la tecnología requiere innovaciones. Pero la tecnología, sin importar cuán brillante o compleja sea, es sólo una herramienta que debería hacer que el negocio de la electricidad, como un todo, fuera más fiable, económico y seguro. La responsabilidad del fabricante es convertir la tecnología en productos prácticos, adecuados a las necesidades de las instalaciones.

Figure 1

1. Interfaz hombre máquina
2. Protocolo 1
3. Protocolo 2
4. Convertidor de protocolo
5. Protocolo 3
6. Relé

Figure 2

1. Interfaz hombre máquina
2. Protocolo 1
3. Protocolo 2
4. Convertidor de protocolo
5. Protocolo 3
6. Relé
7. Estación de ingeniería distante

Figure 3

1. Controles a distancia
2. Interfaz hombre máquina
3. E/S planta

Figure 4

1. Interfaz hombre máquina
2. Estación de ingeniería distante
3. Controles a distancia
4. Módulo bastidor
5. Relés estáticos o digitales