Ingeniería de control y protección de subestaciones eléctricas

Javier Orejas* Ingeniero Industrial
Sergio Martínez ** Dr. Ingeniero Industrial

* ZIV Aplicaciones y Tecnología. Parque Tecnológico de Leganés. C/ Diego Martín Aguilera, 14 - 28918 Leganés (Madrid). Tfno: +34 913 527056. javiorejas@hotmail.com

** Universidad Politécnica de Madrid. ETSI Industriales. C/ José Gutiérrez Abascal, 2 – 28006 Madrid. Tfno: +34 913 363025. sergio.martinez@upm.es

Recibido: 26/10/2010 • Aceptado: 21/03/2011

Control and protection engineering of electrical substations

ABSTRACT

• This paper presents the results of a review on different engineering projects for the control and relaying of electrical substations. A general introduction to substations and their functions within a power system is given, along with a description of their control system and philosophy. In the work, different projects have been analyzed and, as a result, the study has identified the aspects to be considered in a good engineering project, adapted to today's complex requirements on the automation and relaying of electrical substations, and the documentation to include. The paper concludes with a discussion on future developments in the control engineering of these facilities.

• Keywords: automation, control, relaying, engineering project, electrical substation.

RESUMEN

Este artículo presenta los resultados de un trabajo de revisión de distintos proyectos de ingeniería de control y protección de subestaciones eléctricas. En primer lugar, se hace una introducción general sobre las subestaciones y sus funciones dentro de un sistema de energía eléctrica, y se describe su sistema y filosofía de control. Posteriormente, se presentan los resultados de la revisión en la que, tras estudiar diferentes proyectos, se han identificado los aspectos a tener en cuenta para la realización de un buen proyecto de ingeniería, adaptado a las complejas necesidades actuales de automatización y protección de subestaciones eléctricas, así como la documentación a incluir. Se concluye con un análisis de la evolución futura de la ingeniería de control de estas instalaciones.

Palabras claves: automatización, control, protección, proyecto de ingeniería, subestación eléctrica

1. INTRODUCCIÓN

Un Sistema Eléctrico de Potencia o Sistema de Energía Eléctrica es el "*conjunto de todas las instalaciones electrotécnicas, redes incluidas, y todas las instalaciones adicionales para la generación, transporte y utilización de la energía eléctrica dentro de una determinada unidad territorial*" (Mujal-Rosas, 2003). De acuerdo con esta definición, la misión de un Sistema Eléctrico de Potencia es suministrar energía eléctrica a los consumidores que la demandan dentro de una determinada zona geográfica. Adicionalmente, este suministro se debe realizar cumpliendo con unas condiciones de seguridad, de calidad y medioambientales adecuadas, con el mínimo coste posible.

Las subestaciones son uno de los elementos fundamentales dentro de un Sistema de Energía Eléctrica. En ellas se realizan los seccionamientos de la red, las interconexiones de los distintos sistemas y las elevaciones o reducciones de los niveles de tensión para adecuarlos a los valores necesarios en cada caso. Aparte de completar las funciones propias de la operación de los sistemas eléctricos, en las subestaciones se instalan dispositivos de medida y de protección contra las variaciones de tensión, sobre-intensidades, variaciones de frecuencia, así como de protección de los propios equipos eléctricos instalados (transformadores, baterías de condensadores, líneas de alimentación y

de salida…). La Tabla 1 resume las funciones principales de una subestación (Kezunovic, et al., 2010).

• Transformación entre niveles de tensión
• Conexión de líneas de transporte
• Configuración de topologías de red
• Punto de monitorización para centro de control
• Protección de líneas y equipos eléctricos
• Comunicación con otras subestaciones y el centro de control

Tabla 1: Principales funciones de las subestaciones (Kezunovic, et al., 2010)

Para su adecuado funcionamiento, una subestación se encuentra dividida en niveles de tensión, repartidos en sistemas de barras (conductores), en cada cual coexisten distintos elementos, llamados posiciones. Estos son, generalmente: líneas, transformadores de potencia, transformadores de servicios auxiliares, enlaces de barras, particiones de barras y baterías de condensadores. La automatización de las subestaciones es la herramienta que permite asumir las cada vez mayores exigencias de la red eléctrica en cuanto a garantía de calidad de suministro a los consumidores (Sánchez-Ruiz, 2009). La existencia del sistema de regulación y protección permite controlar la funcionalidad y seguridad de las maniobras y los eventos que van sucediendo en la red, con ventajas añadidas como su contribución a la integración de las nuevas formas de generación eléctrica en las redes de distribución, p.e. (Niknam, et al., 2010), y posibilitar la operación de dichas redes en condiciones extremas (Chowdhury, et al., 2009).

El objetivo de este artículo es doble. Por una parte, divulgativo, para lo que se presenta una introducción general sobre las subestaciones eléctricas y su ingeniería de control y protección (apartados 1 y 2), con el fin de que un ingeniero con interés en el tema, pero sin una formación especializada previa, pueda acercarse a este campo. Por otra parte, el artículo presenta los resultados de un trabajo de investigación sobre las características que debe reunir un proyecto de ingeniería de control y protección de subestaciones eléctricas para que contemple adecuadamente las necesidades actuales de automatización y protección de estas instalaciones. En este trabajo se han estudiado distintos proyectos de ingeniería, ya ejecutados, para identificar sus características comunes y sus posibles carencias. Como resultado, en el artículo se describen los aspectos a tener en cuenta en los citados proyectos (apartado 3), así como la documentación a incluir (apartado 4). Aparte de estos resultados, se incluye información sobre la previsible evolución futura en este campo (apartado 5).

2. EL CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA: RTU Y SIPCO

2.1. CONTROL BASADO EN RTU

El elemento básico de control de subestaciones es, desde hace más de dos décadas, la denominada Unidad Terminal Remota, RTU (por sus iniciales en inglés: *Remote Terminal Unit*). Este equipo recoge y envía las distintas señales de órdenes y estados al despacho (telemando) y permite el gobierno remoto de la subestación sin requerir la presencia de personal en la misma. La RTU es un Controlador Lógico Programable, PLC (por sus iniciales en inglés: *Programmable Logic Controller*), con comunicación con el exterior, denominado Telemando. Los equipos eléctricos de una subestación se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Aparamenta: Elementos de maniobra (seccionadores, interruptores…).
- Posición: Conjunto de elementos que conforman una unidad en las que se divide una subestación (línea, transformador, barras y batería de condensadores) y que requieren un control.
- Protección: Que garantice el resguardo de los equipos ante fallos eléctricos, la reposición del servicio eléctrico tan rápido como sea posible y la seguridad ante daños a personas.
- Medida: De tensión, intensidad, potencia, factor de potencia…

El equipo RTU gestiona todas las señales de la subestación. Su esquema funcional se representa en la Figura 1. Tiene tarjetas que reciben entradas digitales (estados y alarmas), salidas digitales (mandos) y medidas (analógicas de medida directa o por convertidor). Y emite todas estas señales a través de una tarjeta de comunicaciones al telemando. Además, posee una unidad central de proceso que tiene programada toda la lógica de control de la subestación. Con el sistema de regulación basado en RTU, todos los eventos, órdenes y estados de la subestación están implementados en el mismo equipo; de modo que si se produce un fallo en la RTU, queda fuera de operación todo el control sobre las posiciones, salvo su intervención directa de forma manual.

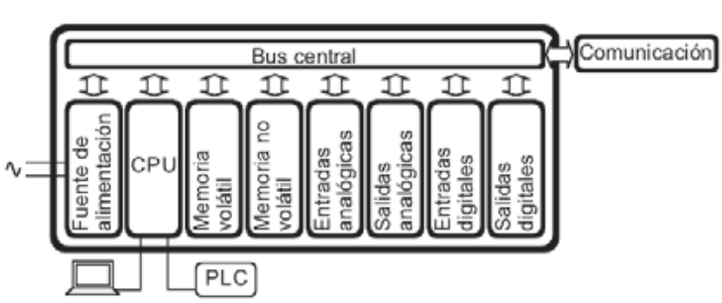

Fig. 1: Esquema funcional de un equipo RTU

2.2. CONTROL BASADO EN SIPCO

En la última década del siglo pasado, se comenzó a introducir lo que actualmente se conoce como Sistema Integrado de Protección y Control (SIPCO). Éste fragmenta la subestación en varios niveles:

- Nivel 0: Aparamenta y equipos primarios
- Nivel 1: Posición (UCP o LOCAL)
- Nivel 2: Subestación (UCS o CUADRO)
- Nivel 3: Telemando

En esta estructura, los niveles 1, 2 y 3 son de mando. Según esta idea, habría que añadir al término SIPCO la característica de "distribuido". Las señales de cada posición son recogidas por su propio PLC, que recibe el nombre de Unidad de Control de Posición (UCP). Las UCP se comunican con la Unidad de Control de Subestación (UCS), que agrupa toda la información llegada de las posiciones. Mediante un sistema de control supervisor y de adquisición de datos, SCADA (por sus iniciales en inglés: *Supervisory Control And Data Acquisition*) (Ostojic, et al., 2010), la UCS permite conocer el estado de la subestación, realizar órdenes y verificar las alarmas disparadas de una forma centralizada. La UCS realiza la comunicación de las posiciones entre sí y entre ellas y el telemando. La Figura 2 ilustra de forma gráfica el concepto de SIPCO.

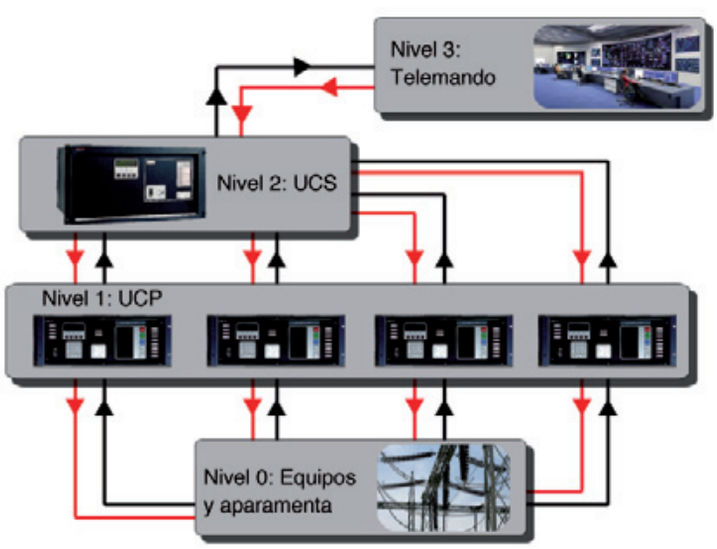

Fig. 2: Representación esquemática de un SIPCO

Como principales ventajas del SIPCO frente al control por RTU, se puede destacar que: el fallo de una UCP no implica la pérdida de control remoto sobre el resto de posiciones; y, al disponer de más equipos, hay mayor capacidad para recibir señales de entrada y se puede aportar una mayor información a comunicar al telemando, proporcionando un mayor detalle de la situación que pueda acontecer en la subestación. Por ello, en la regulación de las subestaciones actuales se utiliza un SIPCO, en el que las funciones de protección y control trabajan de una manera coordinada.

En el mercado, hay diferentes soluciones para SIPCO. Independientemente del fabricante, en general, se puede decir que cada posición es gobernada por un relé de control, UCP, que recoge las entradas de campo de dicha posición, las señales provenientes de la parte de protección, realiza mediciones, define el estado de los elementos que la conforman y se comunica con el resto de UCP de la subestación. La comunicación entre posiciones la lleva a cabo la UCS, la cual recoge los datos emitidos por cada una de ellas y selecciona la información que debe reenviar a los distintos puntos. Asimismo, en la UCS quedan centralizados todos los estados y sucesos que pudieran acontecer en la subestación. La UCS, puede ser intervenida desde un despacho externo y, por lo tanto, permite la posibilidad de gobernar la subestación a distancia. Como ejemplo, de acuerdo con (Iberdrola, 2003), las funciones principales de la unidad de control de subestación son:

- Mando y Señalización de todas las posiciones de la subestación.
- Ejecución de Automatismos de nivel general a nivel subestación.
- Presentación y Gestión de las alarmas del sistema.
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de Telecontrol.
- Gestión de las comunicaciones con todas las unidades de control de posición.
- Gestión de periféricos: teclado de operación, impresora, etc.
- Gestión de informes.
- Gestión de comunicaciones con un centro remoto de adquisición de información.

3. INGENIERÍA DE CONTROL DE SUBESTACIONES MEDIANTE SIPCO

La ingeniería de control de subestaciones mediante SIPCO se encarga de definir los relés de control mencionados anteriormente de modo que puedan satisfacer las necesidades requeridas para una óptima regulación.

3.1. ORDENAMIENTO JERÁRQUICO DE COMUNICACIONES Y ÓRDENES EN SIPCO

Como se ha indicado anteriormente, un SIPCO posee cuatro niveles jerárquicos: Aparamenta, UCP, UCS y Telemando. La transmisión de estados y medidas se realiza mediante una comunicación en dirección vertical. Todo lo que sucede en la aparamenta y los equipos primarios de cada posición (estados del interruptor, seccionadores, habilitación de protecciones, presencia de tensión, medidas de tensión, corriente y potencias…) se transmite mediante señales digitales a su correspondiente UCP (este nivel recibe también el nombre de LOCAL). Cada UCP, comunica a la UCS de la subestación estos sucesos por fibra óptica. La UCS, reuniendo la información de todas las UCP, la envía al telemando. El esquema jerárquico de comunicación

ascendente es el representado por las líneas de color negro de la Figura 2.

El SIPCO establece, entre los tres niveles de mando, dos niveles básicos de estado, de modo que la activación de uno de ellos, implica la desactivación del otro. Estos son el Telemando y el nivel local (o de UCP). El nivel de la UCS podrá estar o no activo independientemente del estado de los otros dos niveles de mando.

Por motivos de seguridad, si la subestación se encuentra en estado local, nadie desde el despacho debe poder realizar ningún mando sobre la subestación. El estado telemando sólo estará disponible si el operador que se encuentra físicamente en la instalación así lo habilita, desactivando en ese instante el control local. Para activar de nuevo el gobierno de la subestación en modo local, es preciso que el operador presente en la subestación deshabilite el estado remoto. Se establece así una filosofía jerárquica de mandos cuyas principales premisas son:

- Si el telemando está activo, es decir, está habilitado para realizar órdenes sobre la aparamenta, no progresará ninguna orden de los niveles inferiores (aunque el nivel UCS esté habilitado), tal como se representa en la Figura 3.

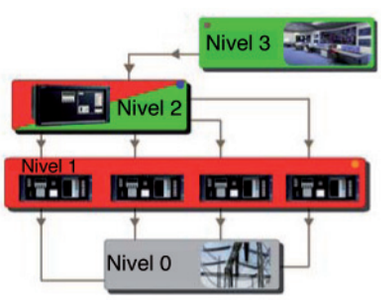

Fig. 3: SIPCO con telemando activado, con independencia del estado del nivel de UCS.

- Un nivel inferior, puede siempre deshabilitar a un nivel superior (desactivarlo). En el caso de la UCS, para que sus órdenes puedan progresar, debe desactivar el telemando, siempre que antes haya sido activado por el nivel de UCP. Esto se traduce en que si el SIPCO está en nivel de telemando (por lo que no estará en nivel de UCP), el nivel UCP no podrá actuar sobre la subestación, a menos que primero desactive el estado de telemando (véase la Figura 4).

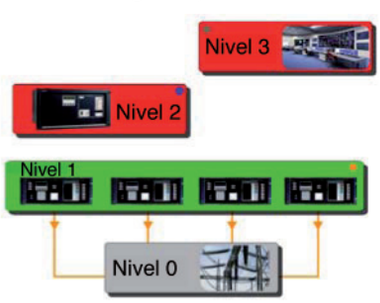

Fig. 4: SIPCO con nivel UCP activado.

- Si los niveles UCS y UCP están habilitados, progresarán las órdenes de ambos niveles (véase la Figura 5).

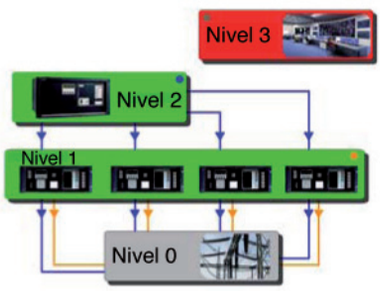

Fig. 5: SIPCO con UCS y LOCAL activados o habilitados.

3.2. ASPECTOS CLAVES EN LA INGENIERÍA DE CONTROL DE SUBESTACIONES

Se ha llevado a cabo un análisis sobre diferentes proyectos de ingeniería de control de subestaciones que ha permitido identificar los aspectos claves a tener en cuenta para la realización de un buen proyecto, adecuado a las complejas necesidades actuales. A continuación, se enumeran y describen brevemente dichos aspectos.

- Cableado de las entradas y salidas digitales y definición de las distintas señales. La ingeniería previa a la configuración del equipo de control establece qué señales deben llegar a cada relé de control, ya sean entradas de campo, entradas desde la parte de protección, escrituras a través de fibra óptica desde la UCS, órdenes locales o telemandadas y entradas de medida. También establece qué señales, tras su paso por la lógica, deben cablearse como salidas digitales.

- Lógica de estados y bloqueos basada en las señales de entrada. La programación del control de una subestación consiste en aplicar una lógica de bloqueos, permisos, definición de estados de los distintos elementos que la componen, comunicación de todos los eventos que sucedan… Esto se puede realizar a través de la aplicación de unas fichas lógicas, en las que se utilizan los algoritmos lógicos comunes (puertas AND, OR, biestables, temporizadores, pulsadores…) y se tratan las diferentes señales entrantes de forma que el gobierno de la subestación quede supeditado, según las posibilidades de maniobras eléctricas seguras, a los criterios y filosofía de seguridad y mando que se deseen ejecutar.

- Configuración de los ajustes de los parámetros lógicos. Todo el control se ve afectado por la variable del tiempo, de modo que la activación de alarmas y bloqueos depende de la permanencia temporal de determinadas señales en su estado

activado o desactivado. La configuración debe especificar los diferentes ajustes que miden el proceso de estado de la posición, estableciendo para todos ellos un rango y un valor temporal por defecto que, una vez cargada la configuración en el relé de control y realizada su puesta en servicio en campo, pueda modificarse dentro del rango impuesto en la programación.

- Armonización entre las señales de entrada, las generadas por la lógica interna y las salidas. Durante el proceso de la configuración son numerosas las variables que entran en juego. Para una correcta manipulación de los datos, se debe realizar una asignación rigurosa y metódica entre las entradas y las variables lógicas creadas, y entre estas últimas y las salidas de campo.

- Definición de la interfaz con el operador. Debe ser una interfaz cómoda que, supeditada a la lógica de estados y bloqueos previamente programada, posibilite la maniobrabilidad y mando al operador de la subestación sobre la posición. Por ejemplo, los equipos pueden presentar una pantalla con el esquema unifilar de la posición que controlan. Esta pantalla permite seleccionar de forma interactiva los elementos maniobrables y actuar sobre ellos. El relé de control traduce estas órdenes y emite a campo los mandos correspondientes que lleven a cabo lo demandado por el operador a través de la pantalla.

- Definición de alarmas. Se deben definir las alarmas a emitir como consecuencia de situaciones que así lo requieran y que puedan acaecer durante el funcionamiento de los elementos y la aparamenta de la posición. Las señales generadas en lógica pueden configurarse de modo que generen alarma en su activación y puedan ser reconocidas por el operario en campo.

- Establecimiento de un método de comunicación con la UCS. Debe permitir conocer el estado completo de cada posición y poder gestionar la información recibida fruto del diálogo con el resto de posiciones. Dado que la UCS y las UCP pueden ser de fabricantes diferentes, se debe emplear un protocolo de comunicaciones normalizado, por ejemplo PROCOME (Amantegui, et al., 2005).

4. DOCUMENTACIÓN DE LA LÓGICA DE CONTROL PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Existen varias filosofías de control de subestaciones mediante SIPCO (según los distintos criterios elegidos, sistemas de comunicación, intereses y prioridades de protección, grado de información requerida…) que hacen que la definición de la lógica sea variable. A pesar de esto, es posible desarrollar una configuración básica genérica que permita su modificación de forma flexible y poder satisfacer las necesidades particulares de cada caso.

La ingeniería de control se ocupa de desarrollar estas directrices de forma completa y generar una documentación que permita al configurador programar la lógica que más tarde se volcará en las UCP. En esta documentación se deben establecer todos los criterios, bloqueos, mandos y comunicaciones a implementar. Toda esta información establece las condiciones que se deben cumplir en la política de explotación de la subestación y se convierte en la herramienta básica de este proceso, de ahí la importancia de su completa definición. A continuación se describen los documentos necesarios para el proyecto.

4.1. ESQUEMAS UNIFILARES GENERALES

Los planos unifilares necesarios para la realización de una configuración lógica pueden ser de dos categorías:

- Unifilar general simplificado. Se define toda la estructura de conductores de potencia de la subestación, pero no aparecen ni los equipos de control que gobiernan cada posición ni sus protecciones. Es el primero de los planos, ya que describe de forma sencilla y esquemática las partes de la subestación.

- Unifilar general desarrollado. Refleja sólo un nivel de tensión. De menor relación de escala que el simplificado, permite un mayor detalle de definición. En él se especifica el tipo y modelo de los equipos de control, fabricante y valores nominales de las protecciones. Este unifilar presenta además de las líneas correspondientes a las barras y conductores de potencia, otro tipo de líneas, que indican sobre qué elementos actúan las protecciones o los relés de control a través de su unión a los distintos dispositivos de la aparamenta.

4.2. LISTADO DE SEÑALES DE CAMPO POR POSICIÓN

- Entradas y salidas de Control. Las señales digitales de control pueden ser las correspondientes a las entradas o a las salidas que recibe o emite el equipo de campo para actuar sobre la aparamenta. Estas señales deben guardar una rigurosa fidelidad con los planos desarrollados de los bastidores. La conexión de los cables que portan las señales de entrada y salida a los bornes del equipo debe estar en concordancia con la documentación del listado de señales. A cada señal de entrada o salida se le

debe asignar una identificación, que corresponderá siempre para unos determinados bornes. El número de señales dependerá de la propia posición. Los equipos podrán aumentar su capacidad para poder gestionar una mayor cantidad de señales a través de la conexión de tarjetas de expansión.

- LED de control. Muchos de los relés de control comerciales presentan en su panel LED de control. Estos pueden ser configurados en lógica asociándolos a las señales más importantes que precisan de una notificación inmediata al usuario. Comúnmente estos LED se asocian entre otras señales a:
  - Alarma de defecto y/o defecto urgente (reúnen todas las señales que generan alarma).
  - Estado en Local (UCP) o en Telemando.
  - Notificación de entrada de orden.
  - Existencia de fallo de comunicaciones por fibra óptica.

- Señales de protección. Los relés de control pueden comunicarse con equipos externos que protegen a la posición de sobreintensidades, sobretensiones, subtensiones, corrientes de baja o alta frecuencia…, provocadas por fallos y desequilibrios en la red. Tras la detección de una de estas faltas, estos equipos de protección, si así se establece según los ajustes establecidos de selectividad, disparan el interruptor de la posición evitando que se propague al resto de la subestación. En el equipo de control puede ser implementada otra tarjeta que permita activar diferentes unidades de protección sobre la posición que gobiernan, convirtiéndose así en un equipo de control y protección. Ya sea de la primera o de la segunda forma, el control se comunica con las diferentes unidades de protección, pudiendo incorporar estas señales dentro de su lógica, de modo que puedan activar alarmas, realizar bloqueos y ser enviadas a la UCS. Ambas disciplinas, control y protección, trabajan así de una forma coordinada, principal objetivo del SIPCO. Existen varios tipos de señales de protección (que varían dependiendo de la existencia de una tarjeta interna de protección) que intervienen en las configuraciones lógicas:
  - Señales de entrada. Son entradas de campo a la tarjeta de protección o, directamente, a la tarjeta de control si son protecciones externas.
  - Señales AUX/EP. Son las salidas de la tarjeta de protección que van hacia la tarjeta de control. Para esta última, este tipo de señales son denominadas como Entradas de Protección (EP).
  - Señales de salida para protección. Son las salidas de la tarjeta de control que se cablean como entradas de la tarjeta de protección, o directamente al equipo externo de protección.
  - Señales para LED de protección.

Como ejemplo, la Figura 6 representa la arquitectura de las señales en un equipo de control comercial (ZIV Aplicaciones y Tecnología, 2005) que posee una tarjeta interna de protección. Sin entrar en una descripción completa de la figura (que puede encontrarse en la referencia citada), se puede observar cómo la protección envía señales y medidas al control (parte izquierda de la figura), que tras ser tratadas en la lógica generan señales de entrada de nuevo a la tarjeta de protección (parte derecha de la misma).

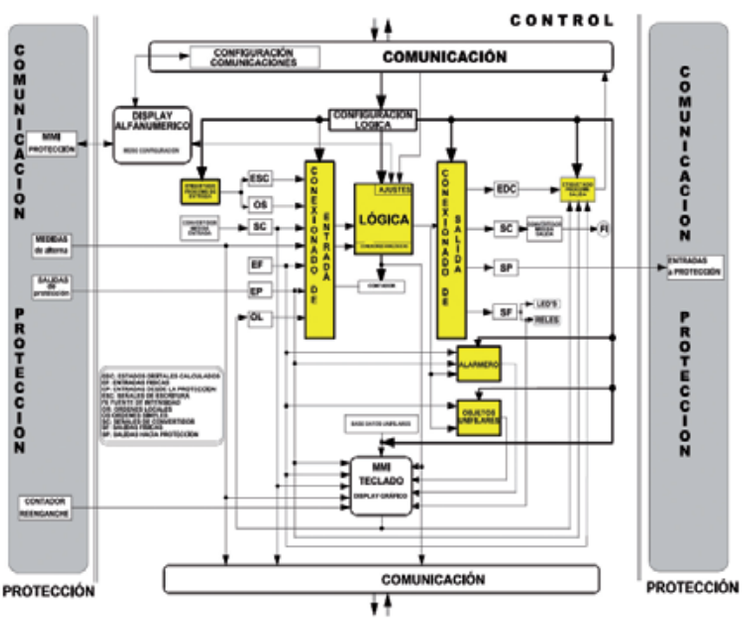

Fig. 6: Arquitectura de señales en un equipo comercial (ZIV Aplicaciones y Tecnología, 2005).

4.3. INFORME DE ÓRDENES DE ACUERDO CON EL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

Los equipos UCP reciben órdenes desde la subestación y desde el despacho a través de la fibra óptica conectada generalmente a una tarjeta de control. Estas órdenes actúan sobre los distintos elementos de la posición efectuando las múltiples maniobras habilitadas.

Como ejemplo, con el protocolo PROCOME, las entradas de orden reciben en la configuración una asignación de señal específica. Las órdenes son tratadas en lógica de manera que son filtradas y descartadas si existe algún tipo de bloqueo que impida su ejecución. Si no existe ningún enclavamiento, en el equipo se cierra un contacto (salida digital) que se encuentra cableado directamente al elemento a maniobrar. Las órdenes desde el telemando precisan para su progreso que el sistema se encuentre en estado de telemando activo. Entran dentro de este grupo las órdenes de poner y quitar el interruptor en descargo y abrir el interruptor si la posición está puesta a tierra. Los equipos identifican cada señal según una etiqueta. A cada orden se le asigna el mismo número de etiqueta en la UCS y en el equipo.

4.4. INFORME DE ESTADOS DE ACUERDO CON EL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

De la misma forma que lo explicado en el anterior punto, los estados que son controlados por el equipo son etiquetados según el protocolo. El número de etiqueta asignado a cada estado debe coincidir con la misma asignación en la UCS para ese mismo estado. El objeto de este informe de estados reside en poder transmitir con todo detalle, a la UCS y al Telemando, lo que acontece en la posición controlada por el relé de control. No todas las señales de campo que recibe el equipo son tratadas en lógica. El sentido de cablearlas reside precisamente en poder transmitir a la UCS los estados de esas señales que no tienen capacidad por sí mismas de entrar en comunicación con el control general de la subestación si no es a través de los equipos UCP. Sin embargo, existen otras señales que recibe la UCP, que entran a formar parte de la implementación lógica pero que no se les asigna una etiqueta. Son las señales de salida, tratadas por las fichas lógicas partiendo de las de campo, las que son enviadas por comunicaciones junto con otras entradas de alarma. El informe de señales debe por tanto garantizar la siguiente información:

- Número de etiqueta, según las reglas del protocolo de comunicaciones utilizado.
- Elemento al que pertenece la señal. La definición y número del elemento debe ser acorde a la dada en los planos unifilares simplificado y desarrollados.
- Descripción textual breve de la señal.
- Descripción de la señal según estado activado o desactivado. En ocasiones la descripción bajo texto no permite identificar totalmente a qué señal corresponde. Se hace necesario entonces detallar qué estado indica si la señal se encuentra en 1 cuál si está en 0.
- Descripción del tipo de señal. Puede diferenciarse entre estado, alarma o señal de protección.

Todas las órdenes desde UCP, UCS y telemando y las escrituras deben recibir una etiqueta en el informe. Los estados reflejan también los disparos del interruptor de protecciones y automatismos externos. De esta forma, si se realiza una maniobra de apertura de la posición sin intervención directa del control, quedará reflejada qué protección o protecciones han disparado.

4.5. INFORME DE MEDIDAS DE ACUERDO CON EL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

Los equipos deben tener capacidad para medir corrientes y tensiones a través de bornes específicos de medida, ya que son parámetros necesarios para la protección y señalización de las magnitudes principales de la carga que circula por la posición. Mención especial merece la medida de tensión en barras, pues su medición puede realizarse a través de un convertidor o mediante medida directa. Ello implica que los terminales a los que se conecta la salida del transformador de medida varíen en un caso u otro.

4.6. INFORME DE SEÑALES DE ALARMA

Los equipos suelen poseer capacidad para configurar en sus pantallas múltiples alarmas diferentes. Las alarmas pueden ser configuradas principalmente de dos formas distintas: con y sin reconocimiento.

4.7. INFORME DE ESCRITURAS DE ACUERDO CON EL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

Otro tipo de señales de comunicación son las denominadas Escrituras. Estas transmiten los estados de los elementos de la aparamenta de la subestación. A cada equipo de posición (UCP) le llegan los estados de los elementos y medidas propios de la posición a través del cableado de entradas digitales. Si una posición precisa del conocimiento de señales propias de otra UCP, la UCS es la encargada de facilitarle esa información, haciendo así de intermediario.

El siguiente ejemplo ilustra la explicación del funcionamiento de las escrituras: la UCP que gobierna la partición de las barras tiene cableada a sus bornes la señal de medida de presencia de tensión en las mismas. El resto de UCP pertenecientes a ese juego de barras también necesita conocer si están o no energizadas, pero no tienen cableada esta medida. La UCP de partición de barras envía a la UCS el estado de la presencia de tensión. La UCS, mediante una escritura, envía este estado al resto de UCP a las que está enlazada.

4.8. UNIFILAR PARTICULAR DE LA UCP

La documentación debe facilitar el esquema unifilar de la posición que tiene que visualizarse en la pantalla de los equipos de control junto con sus mandos. La presencia de los diferentes elementos en el unifilar de la UCP indica que el equipo tiene, en mayor o menor medida, control sobre ellos. La lógica, las distintas señales de campo y las órdenes y estados permitirán conocer este grado de control. La denominación con la que se nombran los elementos en la pantalla debe estar en concordancia con la que se utiliza en los planos de los unifilares generales.

4.9. DIAGRAMAS LÓGICOS

Esta parte de la documentación desarrolla la lógica a implementar a través de diagramas lógicos que permitan llevar a cabo el control deseado de la posición. No es preciso detallar el 100% de la lógica en la ingeniería de control si existe un paquete de lógicas que se implemente en todas las configuraciones, como son: la determinación de estados del interruptor, del seccionador, la creación de pulsos para órdenes… Sí se deben detallar aquellas partes que pueden estar sujetas a variaciones como los enclavamientos, alarmas y cálculo de salidas no convencionales.

Para mayor simplicidad, se recomienda que los diagramas lógicos se representen de manera sencilla para la mayor comprensión del configurador, utilizando, por ejemplo, símbolos lógicos. La elaboración de una leyenda explicativa de los símbolos lógicos a emplear facilita esta tarea.

La lógica debe estar definida en bloques. Cada bloque lleva asociada una ficha que detalla una acción concreta según un elemento de la aparamenta (bloqueo del cierre del interruptor, estados del seccionador, orden de puesta en servicio del reenganchador…). Cada ficha estará compuesta por el número de funciones precisas para la correcta ejecución de la lógica a implementar.

5. EL FUTURO EN LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

De acuerdo con (Meliopoulos, 2007), el futuro en la automatización de las subestaciones eléctricas está en que todos los datos sobre la mismas estén disponibles en tiempo real para el resto de elementos del sistema de energía eléctrica del que forman parte, de forma precisa, confiable y segura. Además, la comunicación debe ser bidireccional, para permitir la operación a distancia, y debe poder establecerse entre equipos de diferentes fabricantes. De la necesidad de normalización internacional en esta área, surge la serie de normas IEC 61850 (IEC, 2010). La norma está basada en una arquitectura de comunicaciones en red que, además de las ventajas anteriores, permite la eliminación de gran parte del cableado de cobre, que va desde los equipos eléctricos primarios a los de control (Dolezilek, 2005). Las ventajas de este tipo de redes de comunicación están impulsando su adopción en los nuevos desarrollos de automatización de subestaciones eléctricas (Ingram y Ehlers, 2007) y motivando recientes investigaciones en este campo, p.e. (Mercurio, et al., 2009), (Shen, et al., 2009), (Premaratne, et al., 2010) y (Thomas y Ali, 2010).

El informe (Kezunovic, et al., 2010) ofrece un completo análisis sobre el proyecto de las subestaciones eléctricas del futuro, distinguiendo entre tres escenarios diferentes: la reconversión de subestaciones existentes, para mejorar sus prestaciones y reducir costes; el proyecto de subestaciones nuevas, utilizando los equipos disponibles actualmente, pero con una nueva arquitectura basada en las nuevas posibilidades de comunicación; y el diseño de "subestaciones inteligentes" basadas en nuevas tecnologías de equipos y comunicaciones.

6. CONCLUSIONES

Se ha presentado una introducción a la ingeniería de control y protección de subestaciones eléctricas, junto con las principales conclusiones de un trabajo de revisión sobre diferentes proyectos en este campo: se han identificado los aspectos claves a tener en cuenta en la realización de un buen proyecto, adecuado a las complejas necesidades actuales de estas instalaciones, y se ha especificado la documentación a incluir.

7. AGRADECIMIENTOS

Parte de este trabajo ha contado con financiación del Ministerio de Educación, mediante el Programa Nacional de Movilidad de Recursos Humanos del Plan Nacional de I-D+i 2008-2011, referencia PR2010-0021.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Amantegui J, Ojanguren I, de Carlos C, et al. "Automation of HV Substations in Iberdrola. Experiences and Plans". En *58th Annual Conference for Protective Relay Engineeers*. College Station, Texas, USA: IEEE, 5-7 Abril 2005, p. 194-200, ISBN: 0-7803-8896-8
- Chowdhury SP, Chowdhury S, Crossley P, et al. "UK scenario of islanded operation of active distribution networks with renewable distributed generators". *Renewable Energy*. Diciembre 2009. Vol. 34-12 p. 2585-2591
- Dolezilek D. *IEC 61850: What you need to know about functionality and practical implementation* [en línea]. Pullman, WA, USA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2005. 17 p. Disponible en Internet: <http://www.selinc.com/literature/literature.aspx?fid=282> [consulta: 14 octubre 2010]
- IBERDROLA. *Normativa particular para instalaciones de clientes en AT*. MT 2.00.03. IBERDROLA, 2003
- IEC. *Communication networks and systems in substations - ALL PARTS*. IEC 61850-SER. Edición 1.0. Genève, Suisse: IEC, 2010
- Ingram M, Ehlers R. "Toward Effective Substation Automation". *IEEE Power and Energy Magazine*. Mayo-Junio 2007. Vol. 5-3 p. 67-73
- Kezunovic M, Ghavami M, Guo C, et al. *The 21st Century Substation Design. Final Project Report* [en línea]. PSERC Publication 10-15, Septiembre 2010. Disponible en Internet: <http://www.pserc.wisc.edu/documents/publications/reports/2010_reports/> [consulta: 11 octubre 2010]
- Meliopoulos APS. "Substation automation: Are we there yet?". *IEEE Power and Energy Magazine*. Mayo-Junio 2007. Vol. 5-3 p. 28-30
- Mercurio A, Di Giorgio A, Cioci P. "Open-Source Implementation of Monitoring and Controlling Services for EMS/SCADA Systems by Means of Web Services-IEC 61850 and IEC 61970 Standards". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Julio 2009. Vol. 24-3, p. 1148-1153
- Mujal-Rosas RM. *Tecnología Eléctrica*. 2ª edición. Barcelona: Edicions UPC, 2003. 455 p. ISBN: 84-8301-716-4
- Niknam T, Meymand HZ, Nayeripour M. "A practical algorithm for optimal operation management of distribution network including fuel cell power plants". *Renewable Energy*. Agosto 2010. Vol. 35-8 p. 1696-1714
- Ostojic G, Stankovski S, Tarjan L, Senk I. "Development and Implementation of Didactic Sets in Mechatronics and Industrial Engineering Courses". *International Journal of Engineering Education*. 2010. Vol. 26-1 p. 2-8
- Premaratne U, Samarabandu J et al. "Security Analysis and Auditing of IEC61850-Based Automated Substations". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Octubre 2010. Vol. 25-4, p. 2346-2355
- Sánchez-Ruiz J. "Nuevos conceptos para la automatización de centros de transformación". *DYNA Ingeniería e Industria*. Noviembre 2009. Vol. 84-8 p. 665-670
- Shen M, Chan F, Laprise R et al. "A fully integrated substation LAN network for protection, control and data acquisition". En *2009 Power & Energy Society General Meeting*. Calgary, Canada: IEEE, 26-30 julio 2009, p. 1-6, ISBN: 978-1-4244-4241-6
- Thomas MS, Ali I. "Reliable, Fast, and Deterministic Substation Communication Network Architecture and its Performance Simulation". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Octubre 2010. Vol. 25-4, p. 2364-2370
- ZIV Aplicaciones y Tecnología. *7IVD Z. Terminal de Protección, Control y Medida para Distribución* [en línea]. Zamudio, Vizcaya: ZIV Aplicaciones y Tecnología, 2005. 254 p. Disponible en Internet: <http://www.zivpmasc.es/documentacion/manuales.html> [consulta: 12 octubre 2010]