

# Sistemas de control en subestaciones de alta tensión del control convencional al control numérico

## High voltage substation control systems: from conventional to numeric control

C. A. Contreras\* y E. J. Hernández  
Teletrol, C.A. y Inelectra, S.A.C.A.  
\*Carlos. Contreras@teletrol.com.ve

### Resumen

*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 IEDs de tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando redes LAN de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitoreo de subestaciones eléctricas 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. El siguiente trabajo tiene como objetivo presentar la estructura de los sistemas de control en subestaciones de alta tensión, tanto los sistemas de control convencionales como los sistemas de control numéricos, de manera de poder resaltar los beneficios de la tecnología numérica, la cuál trae como resultado un ahorro de costos y al mismo tiempo un aumento de la confiabilidad.*

**Palabras claves:** Automatización, control, IEDs, LAN, supervisión.

### Abstract

*When a high voltage substation control system is designed, the main goals are the reliability and costs reductions. Nowadays, the use of available technology, based on the use of IEDs microprocessors technology and the communication facilities using high speed networks LAN, permit to develop a new meaning for control, protection and monitoring systems of high voltage substations. At the same time, the communication allows the integration of the control, protection and monitoring to one common integrated system, getting various advantages in comparison to conventional systems. The goal of the following work is to show the control system structure in a high voltage substation, conventional control systems as well as numeric control systems to be able to highlight the benefits of the numeric technology, which brings as result in costs reduction and increase of reliability.*

**Key words:** Automatización, control, IEDs, LAN, supervisión.

### 1 Introducción

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 numérico 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.

## 2 Estructura general de los sistemas de control de subestaciones

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma, en tres (3) sectores: El primero, conformado por los equipos del patio (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 (numérica o convencional) 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 órdenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores.

## 3 Estructura de los sistemas convencionales

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.

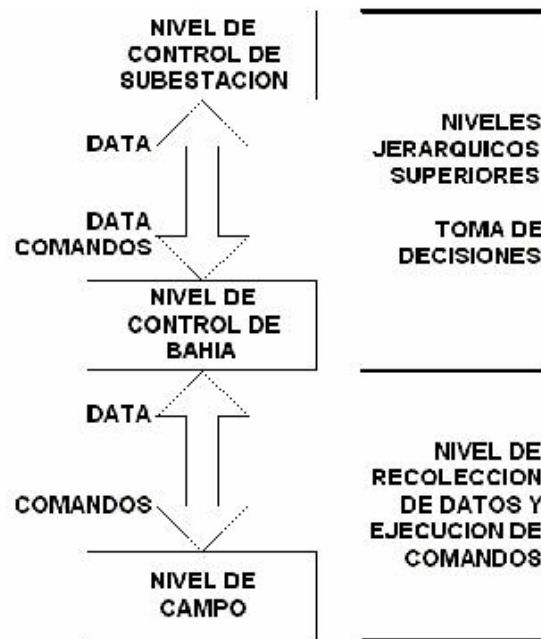


Fig. 1. Estructura jerárquica en un sistema de control para una subestación de Alta Tensión.

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.

## 4 Características de los sistemas de control convencional

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.

#### 4.1 Ingeniería:

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 funcionales 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, Mando y Señalización.

#### 4.2 Montaje:

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.

#### 4.3 Cableado:

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, pueden 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 traen como consecuencia pérdida de señales, ruido y reducción en la precisión del procesamiento de señales. Todos estos factores imponen limitaciones en el sistema.

#### 4.4 Operación y Mantenimiento:

Las operaciones que se realizan en los patios de alta tensión pueden ser ejecutada 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 ubicado 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 del 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.

#### 4.5 Puesta en servicio:

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.

## 5 Estructura de los sistemas de control numéricos

Los sistemas de control numérico han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la

protección de una subestación y de sus líneas de entrada y salidas.

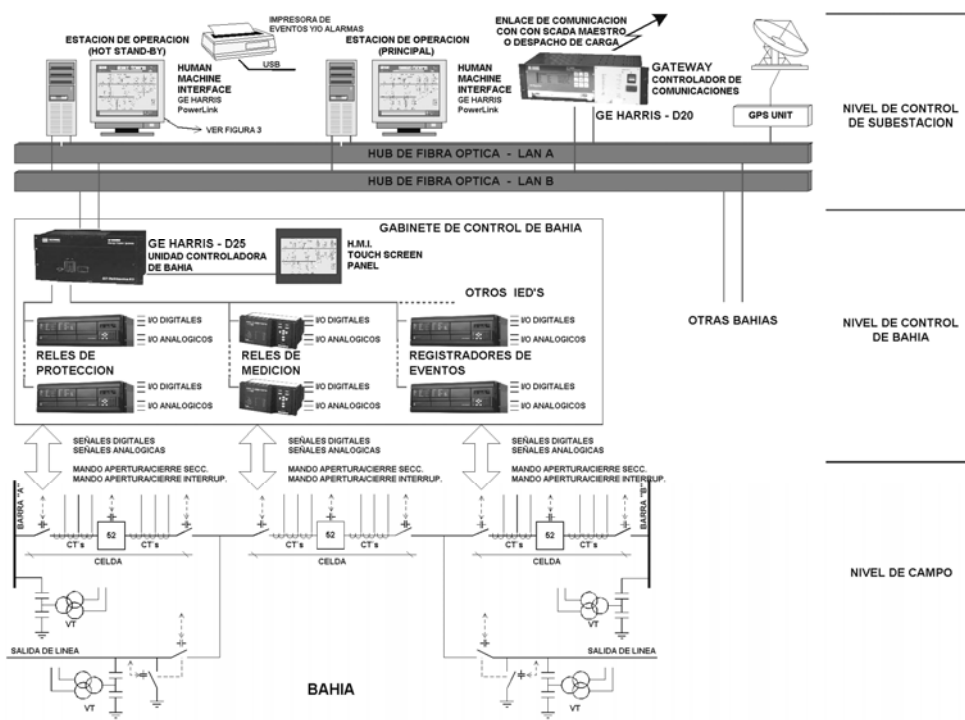


Fig. 2. Arquitectura de un sistema de control numérico.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada en el punto 2., 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 (3) niveles o jerarquías mencionados.

### 5.1 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:

La adquisición de datos analógicos:

Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.

Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs ("Resistance temperature device") en los

transformadores.

Niveles de aceite en los transformadores.

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 numérico realizará:

Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de la subestación:

Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.

Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.

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.

Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la

subestación.

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.

### 5.2 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* [4] 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.

A nivel de los equipos de protección, medición y registro e *IEDs* en general, con la aparición de nuevas tecnologías los esquemas de protección y control, propios de cada subestación, se han desarrollado basándose en el uso de relés universales *UR* ("*Universal Relays*") El relé universal es una nueva generación de relés modulares construidos en una plataforma común. El objetivo fundamental de esta generación de relés es suministrar una herramienta común para la medición, protección, monitoreo y control del sistema de potencia, de manera que sirvan como motor de la automatización de la subestación.

La información de entradas y salidas digitales y analógicas de estos equipos 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 como el DNP 3.0 ó el IEC 870-5-101.

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* 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.

### 5.3 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 entregadas 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.

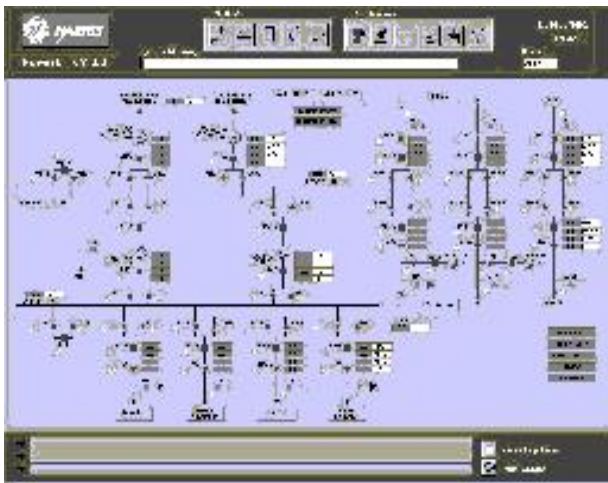


Fig. 3. Despliegue gráfico de la subestación mostrado por el SCADA local.

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:

Transferencia de barras

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, tales como el DNP 3.0 ó el IEC 870-5-101, que permitan fácil adaptación a futuras expansiones.

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*).

## 6 Características de los sistemas de control numérico

### 6.1 Ingeniería

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde, en primer lugar, a la selección del esquema de control numérico aplicable a la subestación, esto sobre la base de las normas y estándares aplicable y las especificaciones técnicas particulares de la subestación .

En segundo lugar se deben seleccionar los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema. Se ha de tener especial cuidado en seleccionar equipos que permitan:

Capacidad de comunicación de datos de alta velocidad IED-IED.

Capacidad I/O expandible.

Múltiples entradas CT's y VT's con posibilidad de calcular parámetros eléctricos (entradas virtuales).

Comparativamente con los sistemas de control convencionales, la elaboración de los planos para el sistema es significativamente menor. Ya que los planos de clabeado se limitarán, en la mayor parte del sistema, a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos. Siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de bahía y campo.

Otro paso importante en la realización de la ingeniería para un proyecto de control numérico consiste en la programación del control, como tal, a los diferentes niveles. A nivel de bahía se debe programar la configuración para los controladores de bahía (lógica programada), enclavamientos, permisivos, alarmas y señalizaciones (*SOE*) a ser reportadas al SCADA local. A nivel de subestación se debe programar el control de todas las bahías

y el reporte a su vez a los centros de control remotos (centros de despacho de carga).

### 6.2 Montaje

En términos de montaje dentro de una subestación, para un sistema de control numérico, por cada bahía el número de gabinetes necesarios por celda se ve disminuido significativamente, ya que a lo sumo cada bahía va a necesitar un gabinete por celda, ver figura 2., y un gabinete para la unidad controladora de bahía. Eliminiéndose aquellos gabinetes repletos de componentes electromecánicos o estáticos convencionales.

### 6.3 Cableado

Esta integración reduce la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costos tanto de cableado como de espacio en la subestación.

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

### 6.4 Operación y mantenimiento

La labor de operación cuando se implementa un sistema de control numérico posee la diferencia con respecto al convencional, en que los equipos y tableros poseen relés con tecnología *IEDs* basada en microprocesadores que le brindan "inteligencia" y mayor seguridad al momento de realizar las maniobras.

### 6.5 Puesta en servicio

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control numérico se realiza por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en caseta de relés, o caseta de mando, de igual manera que en las subestaciones con esquemas de control convencionales. Sin embargo, la verificación del "*Hard-Wire*" está limitada únicamente a la interconexión física entre el nivel de control de campo y el nivel de control de bahía.

Por otra parte, se pone en servicio todo lo relacionado con la red de control de los niveles jerárquicos superiores (control de bahía y control de subestación), que fue definida específicamente para al esquema de control a ser implementado. Esto implica pruebas de comunicación, pruebas de operación de equipos, entre otras.

Al realizar la parte funcional, esta se puede llevar a cabo de una manera mucho más rápida que los esquemas convencionales, ya que en esta etapa el realizar pruebas sobre todos los elementos inteligentes ubicados en los niveles de control superiores, no implica la revisión del "*Hard-Wire*" hasta los equipos de patio.

## 7 Conclusiones

La tendencia en el ámbito mundial hacia la desregulación y privatización de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico, ratificada en Venezuela con las nuevas leyes aprobadas por el ejecutivo, se encuentra centrada en la creación de mercados competitivos. Esto hace que el rendimiento a corto plazo de las inversiones realizadas y la reducción de los costos asociados a todos los proyectos del sector eléctrico sea de vital importancia. Como consecuencia de esto, los sistemas de control de las subestaciones, al ser parte muy importante de todo la subestación, deben ser también objeto de consideración al momento de buscar llevar a cabo los objetivos antes mencionados.

Entre los componentes claves de una red de control numérico se debe tener especial cuidado en determinar las características deseadas para:

Los relés de protección e *IEDs* en general

La red LAN de comunicación de la subestación.

Interfaces hombre-máquina

De manera de satisfacer los requerimientos propios del sistema eléctrico a la vez de buscar la mejor relación precio-valor para el sistema de control numérico implementado.

En la tabla 1, se pueden observar los datos obtenidos por empresas especializadas en el ramo, que demuestran cuantitativamente el grado de reducción en costos que se puede obtener en los nuevos sistemas eléctricos de potencia con sistemas de control numérico ya instalados .

Tabla 1. Beneficios típicos asociados a la implementación de sistemas de control numérico en S/E's de A.T. (tomado de GE-HARRIS Energy Control Systems)

	Reducción en %
Perdidas en Volt & Var	4
Mantenimiento de equipos de la subestación	8
Número de salidas de alimentadores en la subestación	10
Tiempos sin servicio para los Consumidores	10
Costos de nuevas construcciones	25
Costos de equipos	30
Aplazamiento de gastos importantes de capital	50

Con el uso de controladores de bahía se influye también significativamente en la reducción de costos de equipos de comunicación en la subestación, ya que permite eliminar múltiples líneas de comunicación (cableado) entre los *IEDs* de las bahías y la red LAN de la subestación, gracias a la integración en el controlador de una sola base de datos por bahía, permitiendo su acceso desde la red LAN

de la subestación.

La facilidad de tener centralizada en las estaciones de operación la posibilidad de realizar la configuración de los diferentes *IEDs* de la subestación y la capacidad de diagnosticar el estado de los mismos puede ser un factor importante en la reducción futura de los costos de mantenimiento del sistema

### Referencias

C.V.G. EDELCA, Especificaciones técnicas generales en sistemas de control numérico en subestaciones,

ETGS/EEM-250.

Engler F, Jaussi A, (1998), Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3.

Farguharson R, Spinney A, Gilchrist G, (2001), 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 Power Management, (2000), Substation Automation UR Applications 1 Course Ver. 2.2, GE Power Management.

GE HARRIS, (2000), Energy Control Systems, Utility Automation Solutions, Brochure.