

Desarrollo de un prototipo de Unidad Central Maestra (UCM) para la automatización de centros de control de distribución

Carlos Eduardo Uribe Blanco, Rafael Mata Almanza y Cuitláhuac Picasso Blanquel

Resumen

Con el propósito de contribuir al plan estratégico y mejoramiento de los niveles de productividad y competitividad, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) está invirtiendo fuertemente en recursos humanos y materiales para la modernización de los sistemas de suministro de energía eléctrica, incluyendo el monitoreo, protección y control automático para la operación de todos los elementos del proceso eléctrico, desde los centros de generación hasta las líneas de transmisión, los sistemas de distribución y las aplicaciones de comercialización. Con dicha modernización, la CFE también está generando la infraestructura para la interoperabilidad e interconectividad de los sistemas antes mencionados, de tal forma que le permita ampliar, continuar y complementar la integración funcional de los sistemas institucionales legados y de última generación. La integración total de los sistemas le permitirán a la CFE su migración a lo que son las Redes Eléctricas Inteligentes. Por lo anterior, la CFE solicitó apoyo al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) para desarrollar parte de la infraestructura para la modernización de la automatización de la distribución, que



El IIE llevó a cabo la especificación, diseño, implementación y pruebas de un prototipo de UCM que le permita, a través de una Interfaz Hombre Máquina, realizar las funciones de un sistema SCADA para la supervisión y control de redes de distribución.

consiste en el desarrollo de un prototipo de sistema de supervisión y control, con tecnología abierta interoperable y propietaria de la CFE, que le permita realizar las funciones de un sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) para supervisión y control de redes eléctricas de distribución.

Introducción

Como parte fundamental de la automatización de la distribución, la CFE está integrando nuevos equipos y sistemas para mejorar la operación local y remota de las subestaciones y centros de control regionales de distribución, por ejemplo, los sistemas SCADA, las UTR (Unidades Terminales Remotas), los sistemas inteligentes de protección con capacidad de almacenamiento y distribución de la información, los DEI (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) de medición de energía, así como la instalación de equipos concentradores de datos y la conexión a través de redes LAN (*Local Area Network*) y WAN (*Wide Area Network*) con otros sistemas de información.

Muchas de las Unidades Centrales Mestras (UCM), DEI y UTR que actualmente están instalados en la CFE son de dife-

rentes fabricantes, incluso muchos de ellos cuentan con tecnología propietaria y no cumplen con los estándares de interoperabilidad e interconectividad. Lo anterior genera dependencia tecnológica hacia los proveedores y, por consiguiente, la CFE requiere invertir cantidades importantes en mantenimiento, actualización, capacitación y modernización de estos equipos y sistemas.

Con la automatización de la distribución, la CFE también busca conocer en tiempo real el estado de las subestaciones y la red eléctrica. Asimismo, requiere contar con funciones para la reconfiguración automática de la red, conexión/desconexión remota, localización de fallas, representación de líneas energizadas y desenergizadas, generación de reportes fuera de línea relacionados con la operación de los equipos, históricos de energía y corriente, balance de energía, tiempo fuera de interruptores por falla y valores máximos y mínimos de corrientes y voltajes, los cuales son necesarios para conocer el estado operativo del proceso.

Para apoyar a la CFE en la automatización de la distribución, el IIE llevó a cabo la especificación, diseño, implementación y pruebas de un prototipo de UCM que le permitiera, a través de una Interfaz Hombre Máquina (IHM), realizar las funciones de un sistema SCADA para la supervisión y control de redes de distribución, tales como: edición y presentación de diagramas unifilares y tabulares, procesamiento de alarmas, ejecución de controles, administración de licencias, manejo de inhibidos, manejo de reemplazos manuales, el habilitado y deshabilitado de comunicaciones, desplegado del estado del sistema, registro de datos históricos y generación de reportes.

El nombre que se le dio al sistema SCADA fue el de Prototipo de la Unidad Central Maestra de CFE (UCM-CFE) y está constituido por dos subsistemas. El primero consiste en un Servidor de Comunicaciones (SCOM) que se encarga de explorar a las UTR y DEI para adquirir las variables de estado y los valores analógicos mediante el protocolo estandarizado DNP 3.0 (*Distributed Network Protocol*). Posteriormente distribuye los datos adquiridos a las IHM del operador mediante el estándar OPC 1.0 (*OLE for Process Control*). El segundo subsistema consiste en más de un servidor para llevar a cabo las funciones del sistema SCADA, concentrar en una base de datos global la información recibida desde el SCOM, validar toda la información, administrar la base de datos para dar mantenimiento, permitir o restringir los accesos, y procesar y agrupar los datos para la generación y presentación de reportes.

En este artículo se presentan los principales resultados del desarrollo del prototipo de la UCM-CFE, como apoyo en la automatización de la distribución, así como la arquitectura de *hardware* y *software*, y la descripción de las funciones SCADA desarrolladas.

Sistemas de monitoreo y control para el sector eléctrico de distribución

Las soluciones propuestas para los sistemas de monitoreo y control relacionados con el sector eléctrico de distribución, se enfocan en las tendencias tecnológicas para la modernización de los equipos que intervienen en este tipo de sistemas, tales como: equipos de

adquisición y medición de datos (UTR y DEI), equipos de telecomunicaciones, poderosas arquitecturas de *hardware* para presentar, procesar, analizar, calcular y distribuir los datos de las redes eléctricas con mayor eficiencia y, principalmente, *software* para el desarrollo de IHM que faciliten el monitoreo y control de redes eléctricas.

Equipos de adquisición y medición de datos

La naturaleza de la operación en tiempo real de los sistemas de monitoreo y control requiere que las mediciones de variables eléctricas se hagan con exactitud, en forma confiable y que se transmitan en tiempo real. Los equipos de medición de variables eléctricas deben cumplir con ciertos requerimientos, tales como:

- **Exactitud en la medición.** Equipos con un grado de confiabilidad y exactitud del orden de 0.01%.
- **Interoperabilidad.** Se requiere el intercambio de información entre diferentes sistemas.
- **Multifuncionalidad.** Deben tener la capacidad de medir múltiples variables eléctricas.
- **Capacidad de almacenamiento.** Históricos de datos por meses y años.
- **Interconectividad.** Acceso a redes de comunicaciones para el enlace con concentradores de datos o centros de control, utilizando protocolos abiertos y normalizados.
- **Capacidad de procesamiento.** Alto grado de procesamiento de datos para realizar graficación, autodiagnósticos, autoajustes, autocalibración y administración remota del equipo vía red.

Equipos de telecomunicaciones

Actualmente, los elementos que integran un sistema de monitoreo y control de redes de distribución deben de estar perfectamente conectados por enlaces de comunicaciones con la capacidad, disponibilidad y calidad suficientes como para permitirles enviar y recibir oportuna y confiablemente, la información requerida para este tipo de sistemas.

Actualmente la CFE cuenta con infraestructura de comunicaciones para satisfacer sus necesidades particulares. No obstante, es recomendable que cuente con una estrategia de crecimiento y actualización que le permita agregar nuevas tecnologías para ofrecer mejores servicios, como: lectura automática de medidores, detección automática de ilícitos, diagnóstico remoto, reconfiguración automática de la red, manejo de mapas georreferenciados de la red, conexión/desconexión remota, localización de fallas, representación de líneas energizadas o no, administración de carga, administración de energía, etc.

Estas nuevas tecnologías ofrecen mayor ancho de banda para la transmisión de voz y de datos e imágenes gráficas con alto contenido de información, ya sea a través de redes públicas o privadas. Además, existen algunas tendencias tecnológicas que se pueden considerar para el crecimiento y modernización de una infraestructura en comunicaciones:

- **Servicios Móviles de Banda Ancha.**

Para soportar esta tecnología se requiere de redes de banda ancha con capacidad para soportar los sistemas multimedia móviles del futuro.

- **Internet2 de Banda Ancha.** Se

requieren tecnologías de fibra óptica para alcanzar transmisiones del orden de terabits por segundo. En México, la CUDI (Corporación Universitaria para el Desarrollo de Internet A. C.) ha proporcionado alrededor de 9 mil kilómetros de enlaces de alta capacidad, a una velocidad de 155 megabits por segundo, pero sólo para universidades y centros de investigación.

- **Redes de Área Local.** Se requieren tecnologías que evolucionen a *ethernet* para transmitir grandes cantidades de datos por segundo.

Arquitectura cliente – servidor

La arquitectura cliente-servidor es una infraestructura modular que mejora el uso, la flexibilidad, la interoperabilidad y escalamiento de los sistemas informáticos que se comunican entre sí a través de redes LAN o WAN. Con el tiempo, estas arquitecturas han sido mejoradas y utilizadas por estándares como OPC.

Los últimos desarrollos relacionados con internet han establecido fundamentos sólidos para sistemas informáticos de amplia cobertura, independientes del tiempo y del lugar. Actualmente, la industria está trabajando en desarrollar estándares para mejorar la interoperabilidad y determinar la tecnología de agentes que manejarán las comunicaciones y el intercambio de datos entre objetos. El desarrollo de sistemas cliente-servidor que usan tecnologías que manejan objetos distribuidos, adaptabilidad, mantenimiento e interoperabilidad a través de lenguajes y plataformas, así como el uso de redes de comunicación móvil e inalámbrica por internet, tienen grandes oportunidades para ingresar al mercado de desarrollo de aplicaciones para los sistemas de monitoreo

y control de redes eléctricas. Actualmente, la tecnología sobresaliente es la plataforma .NET.

Dicha plataforma es un componente de *software* que puede ser añadido al sistema operativo Windows de Microsoft. Además, provee un extenso conjunto de soluciones predefinidas para necesidades generales de la programación de aplicaciones, y administra la ejecución de los programas escritos específicamente con la plataforma. Esta solución es el producto principal de Microsoft, y pretende ser utilizada por la mayoría de las aplicaciones creadas para plataformas Windows.

La plataforma .NET hace un énfasis en la transparencia de redes, con independencia de plataforma de *hardware*, que permite un rápido desarrollo de aplicaciones. Este *framework* ofrece una manera rápida y económica, a la vez que segura y robusta, de desarrollar aplicaciones y/o soluciones, permitiendo una integración más rápida y ágil entre empresas, así como un acceso más simple y universal a todo tipo de información desde cualquier tipo de dispositivo. Al desarrollar aplicaciones con esta tecnología se busca obtener los beneficios de adaptabilidad y mantenimiento, es decir, con .NET se tienen los medios para desarrollar sistemas tipo cliente-servidor.

Es importante comentar que es necesario aplicar algunas tecnologías complementarias para el desarrollo de aplicaciones con arquitecturas cliente-servidor, como son las herramientas de ingeniería de *software* para el análisis y diseño de aplicaciones utilizando el lenguaje UML (*Unified Modelling Language*), así como la comunicación móvil e inalámbrica con tolerancia a fallas.

El OPC es el estándar para comunicaciones entre dispositivos y sistemas de control de procesos que utilizan los estándares .NET y XML, como norma en el transporte de información.

El propósito del OPC es tener una infraestructura estándar para el intercambio de datos de control de procesos. Es típico tener varias fuentes de información en el proceso, las cuales están contenidas en distintos dispositivos, tales como: controladores programables, medidores, unidades de transferencia remota, sistemas de control centralizados, base de datos, etc. Anteriormente, estos dispositivos sólo intercambiaban datos con aplicaciones provistas por el mismo fabricante, lo que representaba muchas restricciones. Sin embargo, gracias a OPC, hoy podemos intercambiar libre y fácilmente información desde estos dispositivos y aplicaciones de cualquier tipo, por ejemplo, soluciones de HMI (*Human Machine Interface*), planillas de cálculo, motores de base de datos, ERP, entre otras.

Entre las tendencias tecnológicas que impactarán la evolución de este tipo de arquitecturas de cómputo y plataformas de software utilizadas para el desarrollo de sistemas de monitoreo y control de redes eléctricas, se encuentran las siguientes:

- El estándar para la automatización de subestaciones IEC-61850.
- Seguridad en redes de computadoras.
- Acceso de alta velocidad a la Internet2.
- Capacidad de las plataformas de cómputo en cuanto a velocidad de procesamiento y capacidad de almacenamiento.

Software para el desarrollo de SCADA

Actualmente, los grandes proveedores de plataformas para el desarrollo de sistemas HMI/SCADA han migrado al sistema operativo Windows en sus diferentes modalidades, la razón principal es porque es un estándar de facto que reduce sustancialmente el costo de propiedad. Esto se debe a que hay múltiples fabricantes de equipos que son compatibles con Windows, lo que facilita al usuario la selección del mejor proveedor, sin preocuparse por la interoperabilidad.

Hoy en día, las plataformas para el desarrollo de HMI/SCADA son abiertas para instalarse en arquitecturas cliente-servidor, pero en general son muy costosas y hay que invertir muchas horas hombre para generar un producto a la medida de las necesidades.

Por lo anterior y para estandarizar los sistemas SCADA, la CFE solicitó la UCM-CFE con las siguientes características principales:

- Editor gráfico para la creación de unifilares que permitan la configuración interactiva para agregar o modificar elementos eléctricos dentro de toda la red.
- Asociación de eventos de los elementos eléctricos.
- Manejo de objetos OLE en los unifilares.
- Soporte *Drag and Drop* de elementos eléctricos.
- Obtener la descripción de la dinámica de un objeto (animación y acciones asociadas) cuando se selecciona con el ratón.

- Desplegar ayuda con el click del ratón.
- Interfaz OPC *Server Data Access* para la integración con paquetes de terceros, así como para enviar, recibir, analizar y presentar información.
- Interfaz OPC *Server Alarm Event* para generar y distribuir alarmas.
- Manejador de eventos ejecutados por el operador.
- Histórico de eventos configurable por día, mes y año.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0.
- Acceso abierto a redes utilizando protocolos normalizados del tipo ICCP/MMS/TCP-IP.
- Servidor web que permita distribuir información adquirida de los equipos de medición y UTR mediante servicios web.

Estación Maestra UCM-CFE

La Estación Maestra se desarrolló tomando como base los requerimientos del cliente e identificando las condiciones actuales del proceso eléctrico de las subestaciones y centros de distribución.

El desarrollo de la UCM-CFE está basado en el sistema operativo Windows Server 2008, SQL Server 2005 y la plataforma .NET, utilizada para el desarrollo de HMI/SCADA. Estas plataformas están basadas en estándares abiertos que cumplen con características requeridas para los sistemas de monitoreo y control.

Arquitectura de hardware

La Estación Maestra UCM-CFE que se desarrolló para la CFE está integrada por los siguientes subsistemas: el servidor

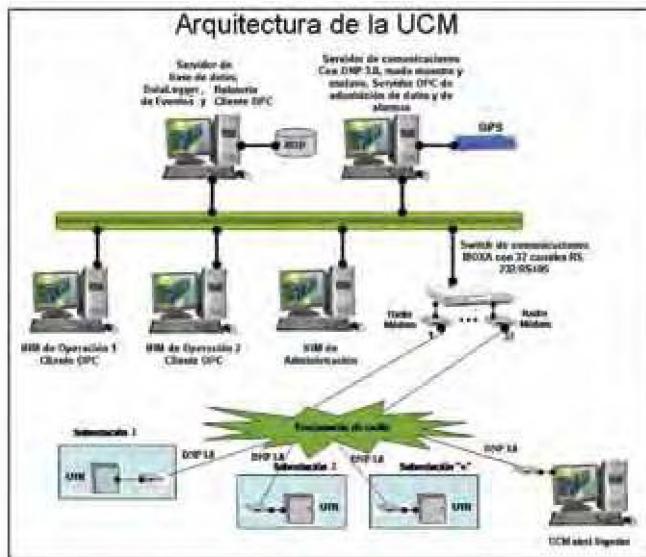


Figura 1. Arquitectura de hardware de la UCM-CFE.

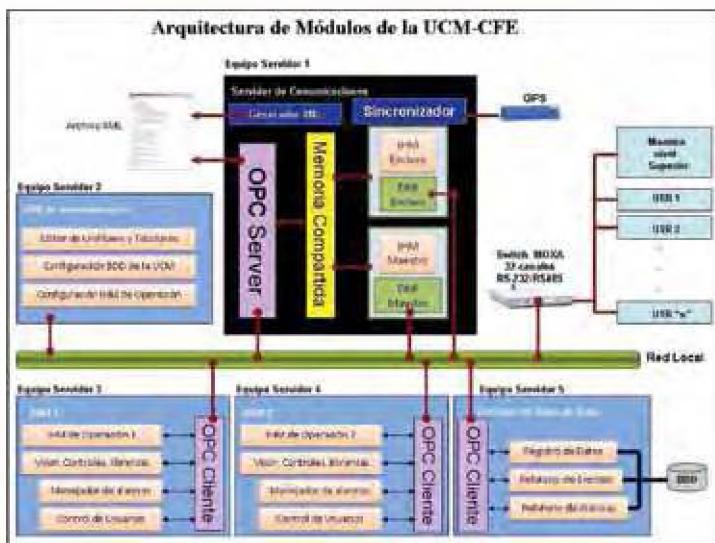


Figura 2. Arquitectura de módulos de la UCM-CFE.

donde se adquiere, procesa, almacena y distribuye toda la información que proviene de las UTR y DEI, y el sistema donde se despliega la IHM y se pone a disposición de los operadores las funciones SCADA para el monitoreo y control. A continuación se hace una descripción gráfica del sistema:

- Equipo servidor de base de datos:** Proliant con 2 procesadores Xeon a 2.4 Ghz, 16 GB de memoria RAM, arreglo de 5 discos SCSI de 500 GB, 2 fast Ethernet NIC PCI 10/100, un puerto RS-232 y un puerto paralelo. Es el histórico de mediciones.
- Equipo SCOM:** Servidor Proliant con 2 procesadores Xeon a 2.4 Ghz, 16 GB de memoria RAM, arreglo de 5 discos SCSI de 500 GB, tarjeta de red Ethernet, fuente de alimentación de 12 volts, dos puertos RS-232 y tarjeta de comunicaciones con 8 canales de comunicación. Es el servidor de comunicaciones con DNP 3.0 y el OPC server de adquisición de datos y alarmas.

- IHMs de operación:** 2 Servidores Proliant con 2 procesadores Xeon a 2.4 Ghz, 4 GB de memoria RAM y monitor de 29 pulgadas, en donde se despliegan los unifilares y tabulares, y se ejecutan las funciones SCADA.
- IHM de administración:** Servidor Proliant con 2 procesadores Xeon a 2.4 Ghz, 16 GB de memoria RAM, arreglo de 5 discos SCSI de 300 GB, monitor de 29 pulgadas, teclado de 128, ratón de PC bus, 2 fast Ethernet NIC PCI 10/100, un puerto RS-232 y un puerto paralelo, donde se generan los unifilares y tabulares, y se configura la base de datos de la UCM-CFE.
- MOXA:** Multiplexor de puertos a 32 canales del tipo RS-232.
- GPS (Global Position System):** Para la sincronización de UTR y DEI.

Arquitectura de software

Para cumplir con la funcionalidad establecida para el sistema, se requirió de la instalación, configuración e integración de software comercial y de procesos de software desarrollados. El software comercial utilizado en el servidor está integrado por el sistema operativo Windows 2008 Advanced Server, el manejador de base de datos SQL Server 2008 y las herramientas de programación Visual Studio 2008.

El software desarrollado se compone de los módulos de editor de unifilares, Interfaz Hombre Máquina, OPC Server de adquisición de datos y generador de alarmas, relatorío de eventos, registro del histórico de datos y protocolo DNP 3.0, modo maestro y esclavo. La figura 2 muestra una descripción gráfica de los módulos en el sistema.

Software comercial

- **Windows 2008 Advanced Server.** Es un sistema operativo basado en estándares abiertos y cumple con características de fiabilidad, escalabilidad, concurrencia, administración del sistema, soporte de protocolos TCP/IP de red Internet/Intranet, interoperabilidad con PC y alto rendimiento.
- **SQL Server.** Es un manejador de bases de datos relacional, basado en estándares abiertos y tiene características para este tipo de sistemas.

Módulos desarrollados

- **Editor de Unifilares.** El desarrollo de la UCM consideró un editor de unifilares con esquema de integración a partir de diagramas de las redes de distribución establecidas en dibujos Autocad .DXF. El desarrollo para esta opción permite acceder al módulo del editor de diagramas unifilares y desde ahí poder crear nuevos diagramas unifilares para subestaciones, los cuales estarán formados por componentes que serán los que representen los distintos dispositivos de una subestación. A cada uno de estos componentes se les podrá modificar sus propiedades por medio de un panel que las muestra. Dentro de las funciones incluidas para la edición de diagramas están las de copiar, cortar, pegar y guardar.
- **Interfaz Hombre Máquina.** Es el proceso encargado de hacer la interacción con el usuario y de poner a su disposición todas las acciones que contempla el sistema a través de una interfaz gráfica. Las opciones que presenta son: presentación de



Figura 3. Editor de diagramas unifilares.

diagramas unifilares y tabulares, procesamiento de alarmas, manejo de telecontroles, manejo de licencias, manejo de inhibidos, manejo de reemplazos manuales, habilitado y deshabilitado de comunicaciones, despliegado del estado del sistema, visualización de datos históricos y presentación de reportes. La IHM fue desarrollada en .NET bajo el lenguaje C#.

- **Mantenimiento.** Es el proceso encargado de realizar el mantenimiento automático del sistema y consiste en el borrado de tablas temporales utilizadas para la generación de reportes y en el purgado de tablas que son llenadas por día y mes.
- **Servicio de timer.** Este proceso se encarga de realizar la ejecución en forma automática de los procesos de mantenimiento, validación de la información, y la agrupación y cálculo. Este proceso fue desarrollado en el lenguaje C#.
- **Histórico de datos.** Es el proceso encargado de realizar el registro de datos y de eventos.

IHM de la Estación Maestra UCM-CFE

La Interfaz Gráfica de Usuario es el medio a través del cual se intercambia información entre el operador y la UCM-CFE. Por su parte, la IHM permite la navegación por las diferentes ventanas que tiene, así como el despliegue de la información y la recepción de los comandos y funciones que el operador desea ejecutar.

La interfaz de usuario de la UCM-CFE tiene la facilidad de poder manejar varias subestaciones, desde donde se realizan las funciones de un sistema SCADA para supervisión y control de redes de distribución, tales como: presentación de diagramas unifilares y tabulares, procesamiento de alarmas, manejo de telecontroles, manejo de licencias, manejo de inhibidos, manejo de reemplazos manuales, el habilitado y deshabilitado de comunicaciones, despliegado del estado del sistema, visualización de datos históricos y presentación de reportes.

La UCM-CFE ofrece beneficios derivados de la integración de las nuevas tecnologías, estándares de almacenamiento y procesamiento de datos, así como la incorporación de esquemas cliente-servidor para compartir los recursos a través de una red *Ethernet*, logrando así un sistema rápido, robusto y confiable.

La IHM se encuentra dividida en diferentes áreas dependiendo del tipo de información a presentar. La distribución de las ventanas en la interfaz de usuario de la UCM-CFE se muestra en las figuras 4 y 5.

Unifilares

La IHM muestra mediante símbolos gráficos, el diagrama eléctrico de una red de distribución o de una subestación, en éste también se representa el estado actual (abierto o cerrado, normal u operó, vacío o lleno, etc.) y el estado funcional (en alarma, licencia, inhibido, remplazo, etc.) de los puntos digitales como interruptores, cuchillas, protecciones, etc., así como las mediciones de los puntos analógicos que se realizan en elementos como las barras, transformadores, alimentadores, capacitores, etc.

En el unifilar se pueden ejecutar varias funciones SCADA para puntos analógicos y digitales, por ejemplo, reconocimiento de alarmas, ejecución de controles, asignación de licencias, procesamiento de inhibidos, utilización de reemplazos, y habilitado y deshabilitado de puntos.

Tabulares

La IHM muestra textualmente el estado de variables de elementos de protección de una red de distribución o de una subestación. En el tabular se representa el estado actual y funcional de los puntos que no están en el unifilar, la medición actual de puntos analógicos y el valor de los acumuladores. Asimismo, en el tabular se pueden ejecutar varias funciones SCADA para puntos analógicos y digitales como son el reconocimiento de alarmas, el procesamiento de licencias, de inhibidos y del habilitado y deshabilitado de puntos.



Figura 4. Áreas de despliegue de la IHM.



Figura 5. Áreas de despliegue de la IHM.



Figura 6. Unifilar de Cuautla.

Manejador de alarmas

Las alarmas son registradas en un archivo denominado sumario de alarmas. En este resumen se registra para cada alarma: el número y nombre del punto que alarmó, la subestación a la que pertenece, la fecha y hora de ocurrencia, el número de veces que ha alarmado sin haberse reconocido la alarma, el estado actual del punto (abierto o cerrado para digitales o el valor actual en unidades de ingeniería para analógicos) y si el estado del punto es normal o anormal.

El resumen de alarmas puede ser presentado al operador por subestación y en forma general. El último se refiere al desplegado de las alarmas de todas las subestaciones del sistema. Existen tres desplegados de alarmas por cada subestación: generales, analógicas y digitales. Las operaciones que se pueden realizar con el manejador de alarmas son: reconocer todas las alarmas, borrar las alarmas que están en estado normal y reconocer en forma particular.

Sistemas de reportes

Los reportes del sistema de monitoreo y control UCM-CFE son una función personalizada (formato y contenido) para generar un conjunto de datos con el propósito específico de analizar el comportamiento de la red eléctrica. Los reportes son generados por solicitud del operador o de forma periódica (programados en intervalos de tiempo para su generación automática).

Los reportes que presenta la UCM-CFE son:

- **Valores máximos y mínimos de voltaje.** Estos reportes proporcionan información de los valores máximos y mínimos de voltaje de los elementos de una subestación o un alimentador, registrados durante el día, así como la hora de ocurrencia máxima o mínima. Los registros son diarios y se genera un reporte mensual por subestación o alimentador. La información que se registra y se presenta es la siguiente: nombre de la subestación o alimentador, identificador del elemento, nombre del elemento, valor máximo y mínimo de voltaje con fecha y hora de ocurrencia.
 - **Valores máximos y mínimos de corriente.** Estos reportes proporcionan información de los valores máximos y mínimos de corriente de los elementos de una subestación o un alimentador, registrados durante el día, así como la hora de ocurrencia máxima o mínima. Los registros son diarios y se genera un reporte mensual por subestación o alimentador. La información que se registra y se presenta es la siguiente: nombre de la subestación o alimentador, identificador del elemento, nombre del elemento, valor máximo y mínimo de corriente con fecha y hora de ocurrencia.

ción o alimentador, identificador del elemento, nombre del elemento, valor máximo y mínimo de corriente con fecha y hora de ocurrencia.

Operación de interruptores. Estos reportes proporcionan información del número de operaciones realizadas a los interruptores durante el día, ya sea por falla o por maniobra. La información que se registra y se presenta es la siguiente: nombre de la subestación, identificador del interruptor, número total de aperturas y cierres del interruptor, número de maniobras y fallas.

Operación de circuitos. Estos reportes proporcionan información de cada operación de un interruptor durante el día. Para cada operación se registra la corriente antes de la apertura, así como la fecha, la hora de la apertura y cierre, y la causa de la apertura. Las causas de una apertura de un interruptor pueden ser por falla, por maniobras o por licencia desgenizada. El intervalo de tiempo en que el interruptor permanece abierto permite evaluar al centro de operación la energía que no se vende.

Consumo mensual. Estos reportes proporcionan información de la medición del consumo de potencia de todos los transformadores en KWH y KVARH durante el día para una subestación. La información que se registra y se presenta es: nombre de la subestación, identificador del transformador, valor del consumo en KWH y KVARH con fecha.

Histórico de mediciones. Estos reportes proporcionan información histórica de los puntos analógicos de una subestación o un alimentador, monitoreados en un determinado período, con el propósito de obtener

el comportamiento de cada punto. El operador activa este reporte seleccionando una subestación o alimentador e indicando el tiempo que será monitoreado. La información que se registra y se presenta es: nombre de la subestación o alimentador, identificador del punto, valor de la medición en unidades de ingeniería (Amperes, Volts, Watts y Vars).

Relatorio de eventos

Es muy importante para este tipo de sistemas, contar con una bitácora ordenada cronológicamente de las acciones que realiza el operador y los eventos ocurridos en el sistema, porque con ésta se puede realizar un seguimiento del comportamiento del sistema durante un determinado período. Esta bitácora recibe el nombre de “relatorio del sistema” y consiste en el envío de las acciones del operador y los eventos del sistema a la impresora o a un archivo en disco, o ambas opciones.

La información que se envía al relatorio consiste en las alarmas generadas en el sistema para digitales y analógicas, acciones de licencias, inhibidos, controles sobre los puntos, cambios de límites de puntos analógicos, cambios de hora y fecha del sistema, cambios de tiempos de exploración, meter o sacar de exploración puertos y UTR, habilitar o deshabilitar modems y canales, y cambios de parámetros de comunicaciones.

Sistemas de comunicación

El SCOM es un conjunto de programas con IHM que conforman el sistema de comunicaciones de la UCM-CFE, permiti-

riendo ser una aplicación distribuida. Es un sistema completo, diseñado y desarrollado bajo la plataforma de Windows Server y con el lenguaje de programación C# para atender múltiples procesos a la vez, así como el uso de diferentes tipos de puertos para su comunicación hacia el nivel inferior. En cambio, la comunicación hacia el nivel superior se realiza mediante el protocolo OPC, lo que permite flexibilidad y confiabilidad de la información. Además, el diseño del sistema se realizó de manera modular, permitiendo reutilizarse en nuevas aplicaciones para trabajar en paralelo y de manera independiente, siendo el mantenimiento rápido de atender. Los módulos de los que está compuesto el SCOM son: DNP 3.0, OPC cliente-servidor, puertos serial, TCP y UDP, editor gráfico y editor de configuración.

Módulo DNP 3.0

El protocolo DNP (*Distributed Network Protocol*) está abierto para comunicaciones con equipos UTR, DEI, SEL y estaciones controladas. Se utiliza normalmente en el sector eléctrico y está compuesto por tres capas: Aplicación, Pseudo/Transporte y Enlace. Asimismo, se basa en tres capas del modelo OSI (*Open Systems Interconnections*): la física, la de enlace y la de aplicación.

Las funciones de la capa física son convertir los valores numéricos en bits, indicar el estado del medio de comunicación, enviar los datos recibidos a la capa de enlace y su interfaz es RS232, RS485, TCP y UDP. Las funciones de la capa de enlace son enviar y recibir mensajes hacia la capa física y hacia la de aplicación, agregar cabecera y CRC (código de redundancia

cíclica) a los mensajes que provienen de la capa de aplicación e indicar la longitud del mensaje. Por último, las funciones de la capa de aplicación son definir la función del mensaje (e.g. lecturas, comandos) y la interfaz con el usuario.

Entre las principales características del protocolo DNP están la comunicación con más de 65 mil dispositivos con dirección diferentes, mensajes de tipo *Broadcast*, solicitud de eventos, envío de múltiples fragmentos de un mensaje, manejo de mensajes no solicitados, clasificación de los eventos por prioridades a través de clases, envío de comandos digitales y analógicos, entre otras.

Módulo DNP-OPC

El protocolo OPC es abierto y estandarizado, la comunicación es en tiempo real entre diferentes aplicaciones de distintos proveedores, permitiendo flexibilidad de

comunicación de manera estándar. La arquitectura de comunicación es de tipo cliente/servidor. Asimismo, el módulo OPC tiene encapsulado el módulo DNP, para obtener la información de la capa de aplicación y publicarlo vía OPC a los clientes conectados por medio del DCOM de Windows, ya sea por solicitud o por evento. Los datos están clasificados por los grupos que maneja el protocolo DNP (digitales de entrada, de salida, analógicos de entrada y salida, y contadores). La configuración de los puntos y sus propiedades se guardan en un archivo tipo XML, lo que permite compatibilidad de uso a otros productos.

Tendencias tecnológicas

Con base en las necesidades actuales del sector eléctrico y al surgimiento de nuevas tecnologías informáticas, los fabricantes de sistemas SCADAs buscan agregar nuevas funciones, tales como:

- Seguridad cibernetica.
- Integración con sistemas GIS (Sistemas de Información Geográfica).
- Funciones de DMS (Sistemas de Gestión de la Distribución).
- Interconectividad con subestaciones estandarizadas en IEC 61850.
- Intercambio de información utilizando el Modelo Común de Información “Modelo CIM”, adoptado por IEC 61970-501,452 y 61968.
- OPC UA (Arquitectura Unificada OPC) para la interoperabilidad multiplataformas.
- Sistemas SCADA con unifilares y gráficas en 3D.

Conclusión

El prototipo de la UCM-CFE cumple con las características de sistema abierto y tiene la capacidad de ser enlazado a más de una aplicación por medio del estándar OPC.

Con el desarrollo de este proyecto, la CFE cuenta con un sistema SCADA con tecnología abierta y propietaria, para realizar las operaciones de monitoreo y control de las redes de distribución y subestaciones desde un centro de operación y control de distribución. La CFE tiene los derechos de uso y distribución del prototipo de la UCM-CFE y puede implantarlo en los centros de control que lo requieran.

Las funciones con que cuenta el prototipo de la UCM-CFE se pueden personalizar, de acuerdo con las necesidades y requerimientos de otros centros de distribución de energía regional de la CFE.

En la fase de implantación y puesta en servicio del prototipo de la UCM-CFE en

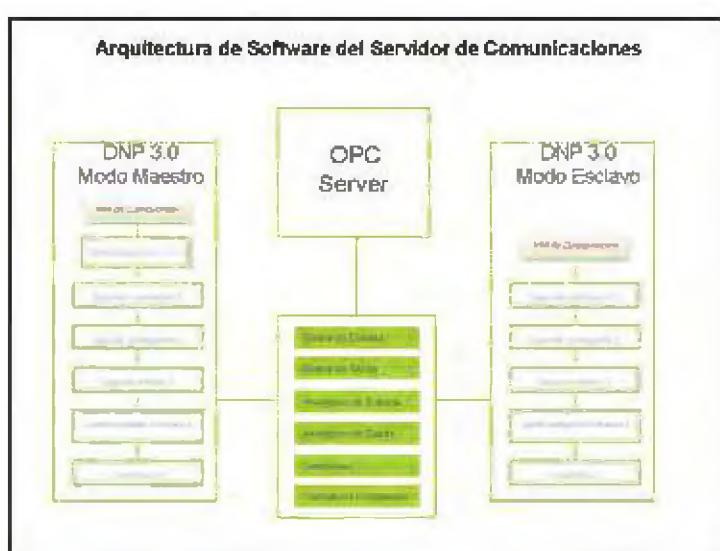


Figura 9. Arquitectura de módulos del SCOM.

un centro de operación de Distribución de la División Centro Sur, personal técnico y operativo de la CFE observó, que aunque se cumple con los requerimientos básicos establecidos, se recomienda ampliar el alcance e integrar nuevas funciones, lo que permitirá una mayor utilidad del prototipo desarrollado. Por esta razón se está proponiendo a CFE, llevar a cabo una escalación del prototipo de la UCM-CFE, para que cumpla ciento por ciento con lo requerido por los operadores y administradores de este tipo de sistemas.

Uno de los beneficios para el IIE al haber desarrollado este sistema, es el de conocer con detalle las necesidades de automatización de las subestaciones, así como reforzar y ampliar sus conocimientos de tecnologías avanzadas para implantar sistemas de supervisión de procesos en tiempo real, aplicados al sector eléctrico, incluyendo el análisis de alternativas de supervisión y automatización de redes eléctricas.

Agradecimientos

Un agradecimiento especial al Ing. Benjamín Sierra y al Ing. Francisco Figueroa, ambos de la Subdirección de Distribución de la CFE, así como a su equipo de colaboradores. Asimismo se agradece el apoyo del Gerente de Supervisión de Procesos, Dr. Alejandro Villavicencio Ramírez, así como al personal del IIE que colaboró en el desarrollo del proyecto: Ing. Luis Damián Contreras, Ing. Cristina López López e Ing. Zimri Maldonado Andrade.

**CARLOS EDUARDO URIBE BLANCO**[\[ceuribe@iie.org.mx\]](mailto:[ceuribe@iie.org.mx])

Licenciado en Informática por la Universidad Veracruzana en 1989. Ingresó al Instituto de Investigaciones Eléctricas en 1992, donde ha participado en la especificación, diseño, implementación, integración y puesta en servicio de estaciones maestras para el monitoreo y control de subestaciones eléctricas, sistemas de adquisición automatizada de energía para resolver aplicaciones del mercado de energía e Interfaz Hombre Máquina para sistemas de control distribuido de centrales de ciclo combinado en la CFE. Ha sido catedrático de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, impartiendo las materias de análisis de algoritmos y lenguaje de programación C.

**RAFAEL MATA ALMANZA**[\[rmata@iie.org.mx\]](mailto:[rmata@iie.org.mx])

Licenciado en Informática egresado de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM) en 2004. En proceso de titulación de la Maestría en Tecnologías de la Información en la Universidad Interamericana para el Desarrollo (UNID), sede Cuernavaca. Ingresó al IIE en 2010. Su área de investigación es el desarrollo de sistemas de adquisición en tiempo real. Actualmente se encuentra participando en los proyectos: Desarrollo del software para la supervisión y diagnóstico termo-económico del sistema de enfriamiento para la unidad 7 de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado con aerocondensador de Huinalá II, Sistema de Información de Subestaciones Eléctricas (SISE) y Sistema SCADA y Gas.

CUITLÁHUAC PICASSO BLANQUEL[\[picasso@iie.org.mx\]](mailto:[picasso@iie.org.mx])

Ver currículum en la pág. 62.