

Aspectos Técnicos de la Segunda Actualización Integral del SCADA/EMS del CENACE

A. Narváez

Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Email: anarvaez@cenace.org.ec

Resumen

Este artículo presenta las características más importantes del nuevo sistema SCADA/EMS del CENACE, que le permite cumplir con su responsabilidad de Operador Técnico del Sistema Nacional Interconectado e Interconexiones Internacionales, a fin de mejorar la seguridad operativa e incrementar la calidad del servicio.

Desde un enfoque general, se explica la funcionalidad y arquitectura conceptual del SCADA/EMS, con sus componentes tecnológicos, basada en una configuración distribuida y abierta, que permite la interoperabilidad con el resto de sistemas tecnológicos.

Se indican aspectos técnicos fundamentales de la ejecución del proyecto, las ventajas de un esquema de actualización y mantenimiento permanente y la evolución de los SCADA/EMS.

Palabras clave—SCADA/EMS, Arquitectura, Instalación, Actualización de Sistemas y Aplicaciones.

Abstract

This article presents the main features of the new SCADA / EMS system of CENACE, enabling it to fulfill its responsibility as Technical Operator of the Interconnected National System and international interconnections, in order to improve operational security and enhance the quality of service.

From a general approach, functionality and conceptual architecture of SCADA / EMS, with its technological components, based on a distributed and open architecture that enables interoperability with other technological systems is explained.

Fundamental technical aspects of project implementation, the advantages of scheme continuously updating and maintenance and evolution of SCADA / EMS are indicated

Index terms—SCADA / EMS, Architecture, Installation, Upgrading Systems and Applications.

Recibido: 19-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Narváez, A. (2015). "Aspectos Técnicos de la Segunda Actualización Integral del SCADA/EMS del CENACE". Revista Técnica "*energía*". No 11, Pp. 136-142. ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La optimización de los recursos energéticos y eléctricos del Sector Eléctrico inicia con los procesos de planificación de largo, mediano y largo plazos, uno de cuyos productos fundamentales es el despacho económico programado diario.

La Supervisión Operativa en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado – S.N.I, se realiza mediante la aplicación del despacho económico programado diario, a través del SCADA/EMS, incluyendo procesos de: control de frecuencia, control de intercambio, control de reservas, redespacho, control de voltaje y análisis de flujos de potencia.

Para este propósito, el CENACE dispone desde 2006, de un SCADA/EMS, provisto por ABB Inc. de los Estados Unidos, que conjuntamente con las Unidades Terminales Remotas y los equipos concentradores de datos (eLANs) han permitido cumplir con las exigencias de la supervisión y coordinación de la operación acorde a la evolución del Sistema Eléctrico.

2. CONTRATO DE MANTENIMIENTO PERMANENTE VS. ADQUISICIÓN DE UN NUEVO SISTEMA

El CENACE ha optado por la modalidad de mantenimiento y actualización permanente, conocida como “evergreen”, para su SCADA/EMS. Los servicios proporcionados a CENACE por parte del proveedor, dentro de este proyecto de actualización, incluyen servicios de mantenimiento/soporte y servicios de actualización del SCADA/EMS. Estos servicios están encaminados a proveer a CENACE las últimas correcciones a la versión instalada, soporte del sistema y dos actualizaciones que incluyen cambios tecnológicos tanto de software así como de hardware en el sistema.

La modalidad evergreen incluye los siguientes servicios de soporte:

- Servicio 24/7
- Visitas de especialista
- Soporte Local y Remoto
- Participación en reuniones de usuarios
- Reuniones de Seguimiento de Proyecto
- Auditorías Técnicas de Sistema
- Entrenamiento
- Mantenimiento de Software de Terceros

En la tabla 1 se presenta un resumen de la forma en la cual un contrato de mantenimiento en la modalidad evergreen satisface los requerimientos del cliente.

Tabla 1: Características Fundamentales de la Modalidad de Mantenimiento y Actualización Evergreen

Característica/Objetivo de CENACE	Evergreen
Satisface necesidades actuales y futuras de los usuarios permitiendo realizar sus tareas de la forma más eficiente posible apoyando la operación segura y económica del sistema eléctrico de potencia a cargo del CENACE.	SI
Mantiene el desempeño garantizado en términos de disponibilidad y tiempos de respuesta	SI
Garantiza que se mantenga la seguridad informática del ambiente del CENACE minimizando los riesgos derivados de posibles ataques a su plataforma informática	SI Las actualizaciones del sistema se harán considerando los requisitos de seguridad derivados de la NERC.
Reemplaza el Hardware del sistema paulatinamente	Si en ciclos típicamente cada 6 años.
Actualiza el Software del sistema	Si, por medio de las actualizaciones de hardware y software con la última tecnología disponible por parte de ABB en el momento de la actualización.
Satisface necesidades de los usuarios a largo plazo	Si en cuanto que incorpora funcionalidad adicional que es definida con participación de CENACE en los grupos de usuarios con adaptaciones al software que pueden ser particulares a las necesidades de CENACE.
Mantiene al personal de CENACE capacitado para que utilice el SCADA/EMS de la mejor forma posible para que se logren los beneficios esperados	Si, por el entrenamiento del personal en las modificaciones/mejoras que se le efectúan al sistema.
Incluye mantenimiento preventivo y correctivo del sistema	SI
Mantiene el sistema en el estado del arte, aún al final del periodo contratado	Si, por las actualizaciones tanto de hardware como de software.

3. ARQUITECTURA DE HARDWARE Y SOFTWARE BASE

La actualización de hardware considera el remplazo integral de la plataforma de hardware actual que incluye fundamentalmente el equipamiento central del centro de control, esto es, servidores, gabinetes, equipos de red, consolas y monitores. Adicionalmente, es necesaria la previsión correspondiente de repuestos, que permitan garantizar altos niveles de disponibilidad del sistema.

Las características fundamentales del nuevo SCADA/EMS son las siguientes:

- Servidores de última generación G tipo blade;
- Solución de Almacenamiento Corporativo redundante (EVA) con capacidad de almacenamiento de 11,1 Tbytes, para almacenar además de la información del EMS, aquella proveniente de los PMUs;
- Convergencia IT/OT;
- Servidor de Ingeniería de Datos para el Simulador de Entrenamiento de Operadores;
- Capacidades de procesamiento acordes con la expansión del S.N.I.;
- Servicios de Garantía y Mantenimiento por cinco años.

Los criterios sobre los que se definieron las características y arquitectura de la plataforma de hardware son los siguientes:

- a) El CENACE requiere definir una plataforma de hardware para su centro de control que permita incorporar las nuevas versiones de software de base y aplicaciones previstas a desarrollar durante esta actualización como posteriormente la tercera actualización, durante los años 2016-2017, esto último como parte del contrato suscrito recientemente por TRANSELECTRIC con ABB.
- b) Es indispensable tomar en cuenta la creciente expansión del S.N.I., a la fecha se encuentran en ejecución un número importante de proyectos de generación, que permitirán para el año 2016 duplicar virtualmente la oferta de generación además con un cambio dramático de la matriz energética, que para ese año tendrá una característica predominante de hidroelectricidad. Así mismo el Sistema Nacional de Transmisión observará una ampliación importante en su estructura de líneas y subestaciones, incluyendo el nuevo sistema a 500 kV. La coordinación en tiempo real del nuevo sistema eléctrico nacional conlleva una creciente complejidad y por tanto demanda de una infraestructura de supervisión y control moderna, flexible y de alta disponibilidad.

c) En la actualidad el sistema eléctrico nacional opera interconectado al sistema colombiano y por tanto la función de Control Automático de Generación (AGC) considera por parte de los dos operadores CENACE y XM la frecuencia y los intercambios a través de los enlaces de 230 kV. Se han iniciado pasos acelerados relacionados con la promoción y ejecución de la integración eléctrica no solamente regional sino en el ámbito sudamericano y centroamericano. Esta nueva realidad demandará que los centros de control e infraestructura relacionada dispongan de características adecuadas para atender estas responsabilidades estratégicas.

d) Convergencia OT/IT. La industria de las tecnologías de operación (centros de control EMS/SCADA) presenta en la actualidad una importante convergencia con las tecnologías de información (ERP, sistemas administrativos, etc.). Es decir la tendencia viene dada en términos de utilizar tecnologías IT en el ámbito de las operaciones OT, ejemplos evidentes constituyen las soluciones de almacenamiento de información corporativas tipo EVA, soluciones de respaldo de información (backup D2D), equipos de red (networking), seguridad, etc. Beneficios importantes desde el punto de vista de administración, menores costos totales de inversión, entre otros, son el resultado de considerar esta convergencia.

e) La necesidad de uniformizar la plataforma IT del CENACE con la infraestructura de los sistemas OT sobre los cuales actualmente la Corporación ejecuta proyectos de actualización integral, son factores necesarios a considerar ante el requerimiento creciente de optimizar los servicios de administración y mantenimiento. Los servidores tipo "blade" han sido utilizados exitosamente en los sistemas SIMEM y SIMEC, sus características de desempeño son destacadas y permiten la administración de estos recursos de procesamiento de la información de manera centralizada. Los servidores actuales del sistema EMS son tipo estándar y no tipo blade.

f) La incorporación de nuevas soluciones del estado del arte para monitorear y supervisar la operación del S.N.I. , como es el caso del Sistema de Medición de Red Extendida (WAMS) y la necesidad de integrar esta infraestructura y aplicaciones con el centro de control a través de compartir, por ejemplo, la infraestructura de almacenamiento (sistemas EVA - Enterprise Virtual Array) son requerimientos indispensables a considerar en la definición de la nueva arquitectura del proyecto de actualización del sistema EMS del CENACE.

g) Incorporación de una estación de ingeniería de datos al simulador de Entrenamiento de Operadores, que permitirá a los operadores definir e incorporar escenarios de operación futura que consideran la integración de las nuevas centrales de generación, líneas y subestaciones adicionales que se espera incorporar al Sistema Nacional de Transmisión.

h) Necesidad de considerar en el alcance del proceso de actualización de la plataforma de hardware del EMS, además de los servicios de garantía, una extensión de los mismos para cubrir los servicios de mantenimiento a través de un contrato único.

4. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Los justificativos para la actualización del Sistema de Adquisición de Datos son los siguientes:

a) Los Front End Remotos - eLANs permiten la comunicación con las UTRs que entregan su información a los centros de control de CELEC EP –TRANSELECTRIC y CENACE.

b) Existen 4 Front End Remotos – eLANs redundantes ubicados en las S/E: Pascuales, Quevedo, Zhoray y Santa Rosa. La indisponibilidad de uno de estos pares de equipos redundante implica la indisponibilidad completa de la Supervisión y Control en tiempo real de todas las centrales de generación y subestaciones, cuyas UTRs estén conectadas a ese eLAN y por lo tanto, pondría en riesgo la seguridad en la operación del Sistema Nacional Interconectado.

c) Los Front End Remotos - eLANs fueron suministrados por la empresa Canadiense Bow Networks, cuyos productos (hardware y software) ya no han sido incluidos en los nuevos productos por Ventyx - ABB, y representan un serio problema para el soporte de configuraciones y componentes.

d) La arquitectura de hardware de los Front End Remotos - eLANs considera unidad de disco 3 ½ para configuración del servidor, uso de Flash drivers (512 KB) para su funcionamiento y los componentes como: ventiladores, tarjetas de red, fuentes de alimentación son específicos para estos equipos, no se dispone de repuestos y ya no se los encuentra en el mercado.

e) Existen 8 servidores en operación y ya se han utilizado la mayoría de repuestos. Al momento solo se dispone de 2 repuestos, que pueden ser insuficientes ante los continuos problemas

que se están presentando por la obsolescencia tecnológica de los equipos. Adicionalmente, todos los equipos han aumentado su número de fallas en los tres últimos años.

En consecuencia, fue necesario emprender en la actualización del Sistema de Adquisición de Datos del CENACE, a través de la siguiente solución:

- El reemplazo de los Front Ends Remotos – eLANs por dos pares adicionales de servidores PCU400, actuando como Gateways, para gestionar las comunicaciones con las UTRs que entregan información de tiempo real a los centros de control de CELEC EP – TRANSELECTRIC y CENACE.

- Cada conjunto de PCU400 Gateways se comunicarán con módulos redundantes de comunicaciones remotos, que serán instalados en las mismas localidades que actualmente están ubicados los eLANs, que harán posible la comunicación con las UTRs con protocolos seriales.

- Se utilizará una base de datos separada, para cada Centro de Control, para administrar la configuración de los Gateways.

- Los PCU400 tipo Gateways mantendrán toda la funcionalidad actual provista por los Front Ends Remotos – eLANs.

- Los protocolos hacia las UTRs serán: DNP 3.0 serial, DNP 3.0 TCP/IP, IEC870-5-101, IEC870-5-104, RP570.

- El protocolo hacia los Centros de Control será DNP 3.0 TCP/IP.

- Se incluye servicios de ingeniería para la instalación, configuración, integración al SCADA/EMS y pruebas de los PCU400 como Gateways.

5. PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN Y COMPLEJIDAD TÉCNICA

5.1. Elaboración de Despliegues y conversión de Base de Datos

CENACE decidió elaborar nuevamente todos los diagramas unifilares existentes, en un número aproximado de 290, utilizando la herramienta Editor Gráfico de Despliegues – GED. Esta decisión se basó en la filosofía del nuevo SCADA/EMS, que permite ingresar los parámetros de los equipos y subestaciones eléctricos a la par que se los dibuja en los diagramas unifilares.

Con el objetivo de aplicar los mejores criterios de conciencia situacional en los despliegues; así

como, estandarizar cada uno de sus componentes, se contrató una consultoría para la elaboración de una guía de estilo.

En la Fig. 1, se presenta el proceso de conversión de la base de datos, que incluye las siguientes actividades fundamentales:

- Conversión de la base de datos de la versión NMR3 a NMR4, para hacer factible a aplicación de los scripts de conversión.
- Conversión de la base de datos versión NMR4 al nuevo formato NM.
- Elaboración de los nuevos despliegues que contienen tanto la topología del sistema eléctrico así como los diagramas unifilares.
- A través de un match de identidades se combina la topología del sistema eléctrico con los datos SCADA y parámetros de los equipos y se obtiene la base de datos en el formato requerido por la herramienta de ingeniería de datos DE400, versión NM5.7.
- A través de la herramienta PED500 se integran los diagramas unifilares a la interfaz de usuario WS500.
- Durante la ejecución del proyecto se actualizó la versión del sistema desde NM5.7 a NM6.3

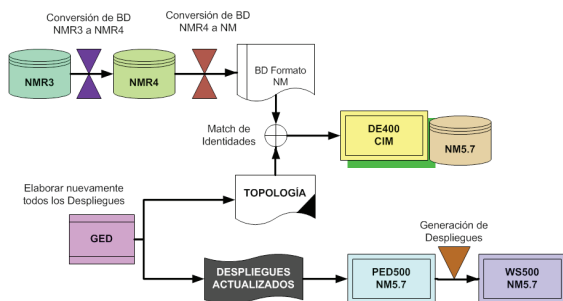


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Conversión de Base de Datos

5.2. Instalación de la Plataforma de Hardware

Las principales actividades para alcanzar este objetivo fueron las siguientes:

- Cableado Estructurado (servidores y consolas).
- Instalación de Fibra Óptica para red SAN.
- Instalación de nuevos PDU's y demás instalaciones eléctricas para servidores y consolas.
- Adecuaciones de Data Center, aire acondicionado y UPS.

- Recepción del equipamiento del SCADA/EMS.
- Instalación y montaje del equipamiento del sistema.
- Energización de racks.
- Levantamiento de servicios y servidores.
- Configuración del equipamiento de red / clúster de switch Nexus.
- Configuración de RED SAN.
- Configuración del sistema EVA.
- Configuración de sistema de respaldo de información – Data Protector.
- Encendido / configuración de 22 consolas.
- Afinamiento de infraestructura de servidores, redes y almacenamiento.
- Configuración de los 4 servidores PCU400 Gateway y equipamiento de red para el envío de información al sistema NM.

5.3. Funciones de Análisis de Red, Control Automático de Generación y Simulador de Entrenamiento

Las principales actividades relacionadas a estas funciones fueron las siguientes:

- Inclusión de nuevas instalaciones en el EMS NM, a fin de que los modelos NM y NMR sean iguales.
- Optimización del modelo de red en la herramienta GED, incluyendo elementos como SVCs para reemplazar a líneas de transmisión cortas y “small generation” para reemplazar a cargas que pueden ser también fuentes de inyección de generación.
- Verificación de parámetros de líneas, transformadores, compensadores y cargas producto de la conversión de la base de datos.
- Verificación de la funcionalidad coloreo dinámico de seccionadores de tierra.
- Culminación de la guía de estilo para los despliegues del EMS.
- Implementación de una solución para la estimación de TAP/LTC en los transformadores.

- Complementación de la base de datos con las nuevas instalaciones que ingresaron al Sistema Eléctrico desde la conversión de la base de datos.
- Sintonización de las funciones de análisis de red: flujo de potencia del Operador, estimador de estado, flujo óptimo de potencia y análisis de contingencias.
- Sincronización los parámetros de sintonización del Control Automático de Generación desde el sistema actual NMR3 al nuevo sistema NM6.3
- Instalación, configuración y puesta en servicio del Sistema de Entrenamiento para Operadores.
- Detección de nuevos eventos en la etapa POST FAT con el sistema NM6.3 en sitio.

5.4. Modernización del Sistema de Adquisición de Datos

Las principales actividades para alcanzar este objetivo fueron las siguientes:

SISTEMA CENTRAL NM

- Instalación de todo el hardware PCU400 Front Ends.
- Puesta en servicio de enlace ICCP entre el sistema NMR3 y el sistema NM para la obtención de información de todos los enlaces ICCP que actualmente están conectados solamente a NMR3. Considerando que esta información representa aproximadamente el 40% de la información total.
- Conexión de PCU400 Front Ends con eLANs para disponer de actualización de datos reales. Para esta actividad se realizaron las siguientes actividades:
- Conexiones y configuraciones de red entre nuevo sistema NM y los eLANs.
- Configuraciones de base de datos de todos los eLANs para adición de conexiones con servidores NM (Producción y PDS).
- Configuración de Front Ends para conexiones con eLANs.
- Pruebas punto a punto para validación de la base de datos del sistema NM.
- Revisión con Ventyx de funcionalidades SCADA. Actualmente Ventyx está trabajando en algunos pendientes.

ORDEN DE CAMBIO PARA EL REEMPLAZO DE ELAN POR PCU400 GATEWAYS

- Instalación de 2 servidores PCU400 Gateway de prueba para un entorno virtual.
- Instalación de 5 RCMs remotos: S/E Sta. Rosa (2), S/E Quevedo (1), S/E Pascuales (1) y S/E Zhoray (1).
- Instalación de nuevo multiplexor de fibra óptica de comunicaciones, para habilitar canales del nuevo sistema NM (en coordinación con TRANSELECTRIC).
- Pruebas de funcionamiento con Ventyx.
- Instalación y configuración de servidores finales (producción) para PCU400 Gateways.
- Reprogramación de RCMs en S/E Santa Rosa y Zhoray para conexión con el sistema final.
- Pruebas de funcionalidad de PCU Gateways conjuntamente con Ventyx para solucionar eventos.
- Pruebas punto a punto para verificación de direccionamiento, escalas y convención de estados

6. EVOLUCIÓN DE LOS SCADA/EMS

Los sistemas SCADA/EMS hacen uso de una amplia variedad de tecnologías de información y comunicaciones, por lo tanto, conforme avanzan estas últimas, también los SCADA/EMS evolucionan.

El avance de la tecnología WEB ha hecho factible disponer de la información para la supervisión operativa en tiempo real y funciones de análisis de red a través de internet e incluso dispositivos móviles, con un alcance muy similar al que disponen los Operadores en el Centro de Control.

A la vez que la industria exige una arquitectura abierta para los SCADA/EMS, la seguridad cibernética se vuelve un aspecto crítico a ser integrado. La Corporación para la Confiabilidad Eléctrica de Estados Unidos de Norte América – NERC ha establecido que todos los Actores del Sector Eléctrico deben cumplir las Normas NERC - CIP, encaminadas a la identificación y protección de sus activos cibernéticos críticos. Por lo tanto, los proveedores de SCADA/EMS deben probar el cumplimiento global de estos requerimientos en sus productos.

Los requerimientos de la demanda hacen necesario que en ciertos casos sea necesario operar el sistema eléctrico muy cerca de sus límites de estabilidad. Para

esto es indispensable que los SCADA/EMS provean una adecuada conciencia situacional. Esto puede lograrse a través de la integración de tecnologías de monitoreo de área extendida WAMS, con la utilización de unidades de medición fasorial – PMU.

Las redes inteligentes son una realidad que es cada vez más visible en la sociedad actual. Por lo tanto, es necesario que los SCADA/EMS provean la factibilidad de modelar y operar los nuevos conceptos que han surgido con las redes inteligentes, como son: centrales de energía renovable, micro redes, gestión de la demanda, dispositivos almacenamiento de energía, etc.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La actualización periódica y planificada del SCADA/EMS aporta beneficios incrementales importantes durante todo el período y permite que al final del ciclo mencionado, se opere un sistema plenamente actualizado en software y hardware.

Un factor de éxito en la actualización del SCADA/EMS, lo constituye la participación activa de los Ingenieros de Operación, que aportaron con su experiencia en la elaboración de los despliegues, en la elaboración de la guía de estilo correspondiente y en la ejecución de las pruebas punto a punto. Adicionalmente, durante el entrenamiento y las pruebas en fábrica apreciaron los beneficios y funcionalidad del nuevo SCADA/EMS.

Fue indispensable realizar una orden de cambio del contrato para modernizar la plataforma de hardware, respecto a aquella que originalmente estuvo planificada, considerando que ésta debe soportar la tercera actualización de software y los crecientes requerimientos impuestos por la evolución del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Una decisión importante tomada durante la ejecución de este proyecto es la actualización del Sistema de Adquisición de Datos, considerando que los concentradores de datos actuales (eLANS) paulatinamente van llegando al límite de su vida útil, con el riesgo de dejar indisponible la información operativa de tiempo real de todas las subestaciones y centrales, cuyas Unidades Terminales Remotas conectadas a estos equipos.

A pesar del alto grado de especialización de los ingenieros de CENACE y del proveedor que participaron en este proceso de actualización, se presentaron inconvenientes técnicos que demandaron un sinnúmero de pruebas e investigación que impactaron en el plazo de ejecución de este proyecto.

La acelerada evolución de las tecnologías de información y la aparición de conceptos revolucionarios como es el caso de las Redes Inteligentes, llevan a los SCADA/EMS a desarrollarse sobre arquitecturas abiertas, con un alto nivel de interoperabilidad, pero sin perder de vista criterios fundamentales, como es la seguridad cibernética.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Grasberg, L. and Osterlund, L.A. “SCADA EMS DMS - a part of the corporate IT system”, Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on. 2001.
- [2] Gausell D. “SCADA Communication Technics and Standars”. IEEE Computer Application in Power System. 1993.
- [3] Corera, J.M and others. “Implementation of a new SCADA/EMS/DMS in a large utility”, Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on. 2005.
- [4] Azevedo, G.P. “Control centers with open architectures”. Computer Applications in Power, IEEE (Volume: 14, Issue: 4). 2001.



Andrés Narváez - Nació en Montufar en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el 2009.

Sus campos de investigación están relacionados con el Control Automático de Generación, Redes Inteligentes, Sistemas de Monitoreo de Área Extendida, Aplicaciones de Análisis de Red y SCADA/EMS.