



Propuesta de nueva visión del sistema de gestión de redes

Raúl Fernández Nolisbel Lizano Yusmaikel Cabrera
 Reynaldo Ponce Javier Machín Mabety Plasencia
 María E. Díaz Adonis Marcos

Recibido: Octubre del 2007
 Aprobado: Diciembre del 2007

Resumen / Abstract

En el trabajo se hace un análisis de los principales cambios en la propuesta de nueva visión del sistema de gestión de redes de la Unión Eléctrica. Se revisa la historia de este sistema a través de la evolución del documento. Se analizan los cambios que ha habido en el entorno tanto por los cambios tecnológicos y estructurales en Cuba como por los avances de las normas internacionales. Se recogen los criterios fundamentales del nuevo documento.

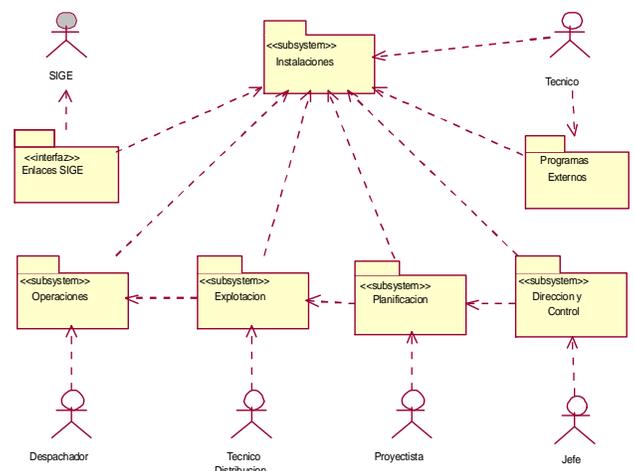
Palabras clave: Visión, sistemas de gestión distribución, IEC, EPRI, CIM

The work analyzes the proposed changes for the vision of the network management system of the Electrical Union. The history of this system is checked through the evolution of this important document. There are analyzed the changes that have existed in the environment so much for the technological and structural changes in our country as for the advances of the international norms. The fundamentals criteria for the new documents are gathered.

Key words: Vision, distribution management system, IEC, EPRI, CIM

INTRODUCCIÓN

El Sistema de Gestión de Redes (SIGERE) se viene desarrollando desde 1999 por el grupo creado en la Organización Básica Eléctrica de Sancti Spíritus, con la colaboración la Universidad Central. El SIGERE abarca la informatización de las redes de transmisión y distribución y es parte del Sistema de Gestión Empresarial de la UNE (SIGE) iniciativa que incluía todas las direcciones de la UNE. El sistema está actualmente concebido con 50 módulos en cinco subsistemas fundamentales: Instalaciones, Operaciones (Despacho), Explotación, Planificación y Dirección, así como enlaces con programas técnicos (Cortocircuito, Flujo, Coordinación, Estimación de Estado) y otros sistemas del SIGE. La estructura del sistema prevista a partir de la arquitectura¹ se muestra en la figura 1 y el diagrama de despliegue del mismo en la figura 2.



Composición actual del sistema.

Después de varios años de trabajo, el SIGERE ya tiene desarrollado 22 módulos, priorizándose los subsistemas de instalaciones y operaciones con un grado considerable de terminación.

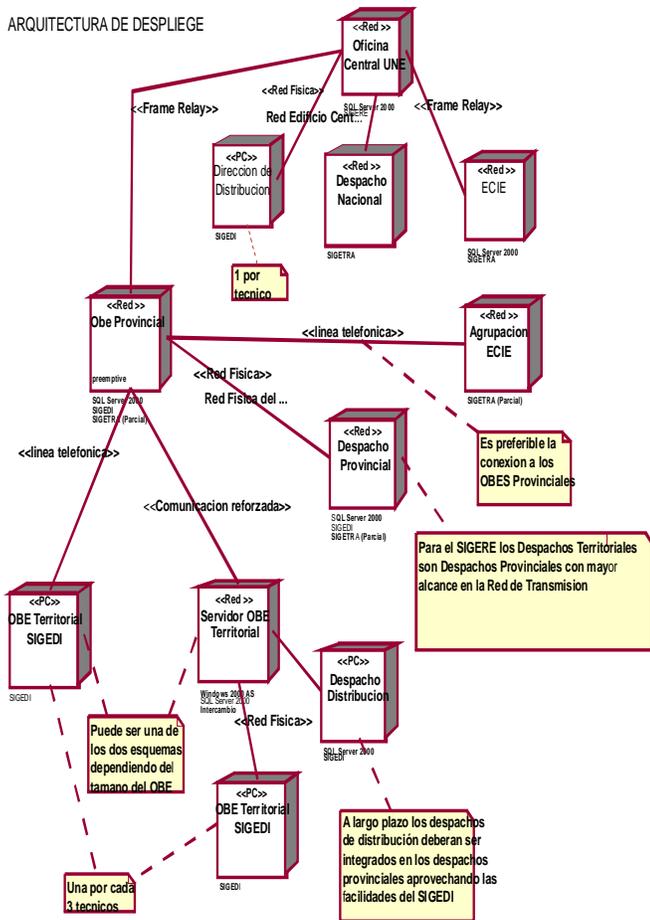


Diagrama de despliegue.

2

Se encuentran en desarrollo dos módulos fundamentales: Programación y Control que convertirán todos los datos del SIGERE en información estratégica para los niveles directivos de la UNE y el de control de la red (Switching) que implica la modelación mallada de la red y que permite el cálculo de los índices de calidad de servicio en tiempo real.

El SIGERE está aplicado en todo el país. Hay un jefe de implementación en cada OBE provincial por el área técnica y un especialista informático que atiende la implementación. Las alternativas de desarrollo del SIGERE, radican en la compra de los sistemas contra el desarrollo interno.

En el caso del SIGERE se ha analizado la compra del SGD de Soluziona (Grupo Unión FENOSA) a un costo de 1,9 MMUSD y con un tiempo de implementación estimado de 3 años.

En conclusión, el SIGERE es un sistema informático de gestión con un componente técnico muy elevado. Tradicionalmente se ha considerado como un sistema tipo sistema de gestión de distribución (Distribution Management System o DMS) en contraposición a los sistemas de gestión de energía (Energy Management System o EMS) más enfocado en el despacho y control de la red fundamental y el manejo de la generación.

Los sistemas de esta magnitud interactúan con el medio muy activamente.² Un elemento a tener en cuenta es que la interacción varía con la vida útil del sistema. Dicha variación en el tiempo se refleja en mucho de los artefactos del sistema, pero sin dudas el más significativo desde el punto de vista conceptual es la visión de sistema.

El documento es parte integral de varias metodologías como el proceso unificado³ y el Scrum⁴ que constituyen las bases de la metodología ágil aplicada al desarrollo del SIGERE desde el 2002. En el proceso unificado se plantea que puede ser un documento que refleja una vaga noción elaborado por la alta dirección.

La implementación de Rational de este proceso por supuesto es más formal con la opinión de diferentes accionistas del sistema. Debe insistirse en el hecho de que la visión del sistema es esencialmente evolutiva y cambia con la tecnología, con las necesidades del negocio y con la percepción del sistema que tienen sus participantes.

En el proyecto el SIGERE, las visiones han guiado el proceso de desarrollo del sistema y siempre han sido elaboradas por el autor y sus colaboradores más inmediatos.

A medida que se ha ganado en experiencia se ha perfeccionado el documento que al principio incluía informaciones, tales como el plan del proyecto o las necesidades de inversión y que han sido separadas en otros documentos.

En la tabla 1 se resumen las principales características de la evolución de la visión del SIGERE (1999-2005).

Tabla 1 Evolución de la visión del SIGERE 1999-2005		
Visión fecha	Composición	Características más relevantes
1-1998	4 subsistemas y 27 módulos No se había definido aún el SIGE	Especificación inicial previa a la aprobación del sistema. No estaban establecidas las características de este documento. Se insiste en aspectos como la codificación física de las instalaciones
2-1999	4 subsistemas y 28 módulos	Se mejoran los estimados de los presupuestos a la luz de las encuestas realizadas en las OBES
3-2001	4 subsistemas con 32 módulos 4 enlaces con los sistemas del SIGE y 4 auxiliares	Se elabora la visión por las especificaciones del proceso unificado. Se incluyen los módulos de informes y reportes operativos y el módulo de accesos y seguridad
4-2002	4 subsistemas con 39 módulos	Se introduce el término SIGERE como un sistema que en principio incluye la transmisión y distribución. Se introducen varios módulos relacionados con la transmisión. Se cambia el nombre del módulo de supervisión al más adecuado Información Gerencial
5-2005	5 subsistemas con 40 módulos 4 enlaces con sistemas de SIGE con 4 programas auxiliares	Se desarrolla la versión 5.0 con significativos cambios actualizándose el alcance de todos los módulos. Se divide el subsistema de planificación en dos planificación y dirección. La parte del subsistema de planificación queda solo para la actividad de planificación de las redes, mientras que la de dirección queda para el trasiego de la información. En el subsistema de instalaciones el ejecutable de instalaciones se separa del de nomencladores

SITUACIÓN ACTUAL DE LA VISIÓN

En el tiempo transcurrido se han detectado insuficiencias de la versión 5 de la visión resumida a continuación.

- El alcance estructural del SIGERE era administrativamente demasiado amplio. Se hacía hincapié en la transformación de datos operativos en información estratégica a niveles superiores. Se contemplaba la posibilidad de aplicación en la Dirección de Distribución y en la Empresa de Construcciones Industria Eléctrica (ECIE). Esto realmente no ha ocurrido debido a limitaciones del equipo de desarrollo y falta de interés de los implicados. Pero evidentemente la complejidad de informatizar las redes recomienda concentrar los esfuerzos en las empresas eléctricas provinciales y la operación del sistema.

- El mecanismo de transferencia de datos basado en la réplica del motor de la base de datos relacional ha sido muy difícil de usar especialmente entre los niveles municipales y provinciales. Esto es debido a lo cambiante de la estructura de la base de datos en constante desarrollo, a lo complejo del proceso y al hecho de que requiere personal técnico calificado que es escaso en las provincias e inexistente en los municipios.

- Se habían definido enlaces con programas técnicos y otros sistemas del SIGE; lo que obstaculiza la comprensión del documento. Muchos de estos se encuentran además paralizados. Igualmente los programas auxiliares, generalmente programas temporales de conversión, debieran estar asociados con los módulos.

- Adicionalmente, algunos subsistemas no están definidos por los roles que desempeñan realmente las estructuras y las personas dentro de la organización. Por ejemplo, en el subsistema de operaciones no estaban bien delimitados los roles como despachador analista o especialista en regímenes. La división entre los módulos no es uniforme, existiendo algunos muy grandes y complejos, y otros pequeños.

Pero desde el 2005 ha habido importantes cambios en el entorno y la propia organización: La Revolución Energética comenzada en Cuba en el 2004 impulsada por la máxima dirección del país ha tenido un serio impacto en el Sistema Electroenergético Nacional. Los más significativos son:

1. Un desplazamiento de la fuente energética de la cocción de alimentos de otros combustibles hacia la electricidad. La sustitución de equipamiento residencial ineficiente y el incremento de tarifas no ha evitado un considerable aumento de la demanda y el consumo residencial. Esto ha traído en consecuencia un proceso forzado de rehabilitación especialmente en las redes de distribución.

2. La introducción masiva de generación distribuida dedicada se ha convertido en una característica única del Sistema Electroenergético Nacional y ha podido lograr en un tiempo récord la eliminación de los apagones a pesar del incremento de la carga residencial. Adicionalmente en esta generación se ha implementado un Sistema SCADA de factura nacional que se espera extender igualmente para la

distribución. Se ejecuta y planea un incremento considerable del ancho de banda de las comunicaciones entre los objetivos.

3. Junto a un considerable incremento de personal se ha ido a la creación de un nuevo modelo empresarial para la atención al sistema que incluye el surgimiento de nuevas empresas capaces de atender sectores claves como el mantenimiento a la generación distribuida, las comunicaciones y la tecnología de la información.

4. Reorganización de la actividad de despachos con la eliminación de los despachos de distribución que restaban en los municipios y de los despachos territoriales zonales que atendían las líneas de transmisión y la creación de un despacho nacional para la operación de la transmisión.

5. Fortalecimiento del papel de las empresa a nivel provincial creando estructuras para atender la generación distribuida y el uso racional de la energía.

6. Creación de las estructuras de atención en todos los municipios como una forma de dar servicio más directo a los clientes.

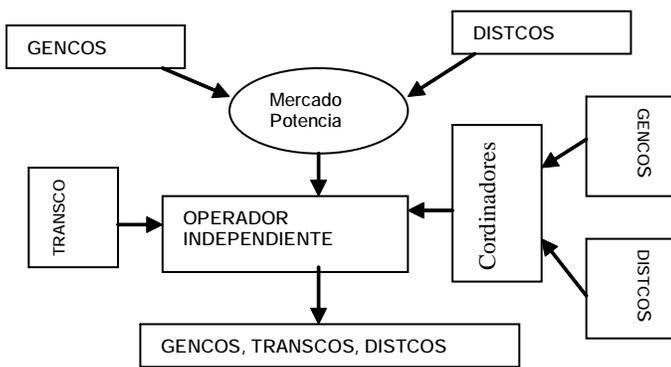
Todo esto conduce a que el Sistema Eléctrico tenga que ser mucho más confiable y que la información y la automatización desempeñen un papel vital en su explotación. No es de extrañar que cambios tan significativos modifiquen sensiblemente la visión del sistema. Debe resaltarse que la literatura recoge hechos similares. La reestructuración de los sistemas verticales e integrados en varios países de América Latina, Europa y los Estados Unidos en los años 80 y 90 del siglo pasado, motivó la creación de nuevos esquemas donde a las empresas independientes de generación (GENCOS), distribución (DISTCOS) y transmisión (TRANSCO) se unieron varios organismos como los operadores independientes del sistema (ISO) u organizaciones regionales de transmisión (RTO). Un esquema se muestra en la figura 3. Aunque esta reestructuración ha tenido un fuerte componente político neoliberal ha introducido grandes cambios en la arquitectura de control de las redes.

Asimismo, los cambios se reflejan en los sistemas informáticos (DMS y EMS) con nuevas funcionalidades y han dado lugar a una intensa labor de integración y normalización dirigidas por instituciones como la Electrical Power Research Institute (EPRI), el Institute of Electrical & Electronics Engineering (IEEE) e internacionalizadas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y el Object Management Group(OMG).

El objetivo primario de estas iniciativas era crear un esquema normativo que permitiera resolver la comunicación entre tecnologías, aplicaciones y empresas. Las primeras normas estuvieron encargadas de estandarizar protocolos de comunicaciones entre terminales remotas (RTU) o dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y una computadora como es el Distributed Network Protocolling (DNP) o el Intercontrol Center Communications Protocol (ICCP). Merece especial atención la Utility Communications Architecture (UCA) un proyecto originalmente lanzado por la EPRI pero que en su versión 2 fue adoptado por la IEEE como el Reporte Técnico 1550 y ahora está migrado a la norma IEC 61850. Se basa en cuatro componentes fundamentales: Especificaciones de mensajes, de manufactura (MMS), modelo de aplicación común (CASM) modelo de objetos genéricos para subestaciones y equipos de alimentadores (GOMSFE) y el ICCP.^{8,9}

Pero mientras se avanzaba en esta integración resultaba evidente que no era suficiente la comunicación con los dispositivos y que era necesaria una integración entre aplicaciones. Uno de los problemas fundamentales es que no existía una interpretación única de los datos a ser compartidos entre aplicaciones o entre empresas, necesidad que aumenta dramáticamente después de la reestructuración antes mencionada. En 1993 la EPRI lanza un proyecto llamado Control Center Application Programming Interface (CCAPI) con el objeto de que las aplicaciones fueran intercambiables. Fueron identificados dos temas fundamentales modelos de datos comunes y una barra de integración común.

Se considera que el trabajo fundamental desarrollado es el Modelo de Información Común (CIM). Este es un modelo abstracto que representa todos los objetos que típicamente una empresa eléctrica maneja en su Sistema de Gestión. Define clases, atributos y relaciones basadas en el paradigma de modelado orientado a objetos y se basa en el Lenguaje Unificado de Modelado (UML) estandarizado por la OMG.

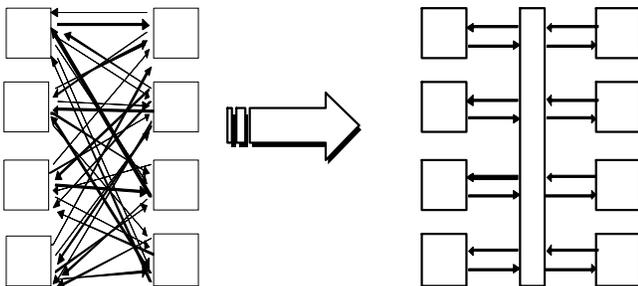


Esquema de mercado eléctrico.

Presenta ventajas con respecto a esfuerzos anteriores como el MultiSpeak.⁷ El CIM fue originalmente dirigido a integrar la comunicación entre los despachos centrales de cada empresa donde se aplican los EMS.

Sin embargo, la generalidad de su mecanismo va muy por encima de los EMS. La IEC que a través de su Comité Técnico 57 (con el grupo de trabajo #13) originalmente adoptó el CIM como un estándar API de los EMS (Norma IEC 61970), ha dedicado otros grupos de trabajo del mismo comité para analizar otras extensiones a este trabajo. En particular el grupo 14 ha analizado la extensión del modelo para las aplicaciones usuales en los DMS, tales como manejo de fuerza de trabajo, sistemas de información geográfica, sistema de gestión de incidencias, mantenimiento y construcción, etc. El resultado de estos trabajos son las normas IEC 61968 dividida en 13 partes (no todas aprobadas aún). Las principales ventajas del CIM,^{5,6} pueden resumirse en:

- Las aplicaciones desarrolladas para la base del CIM requieren menos adaptación. Aunque los datos pueden estar distribuidos, una base de datos virtual construida a través del esquema común ayuda a evitar duplicidades y detectar inconsistencias. El formato XML ha sido utilizado para tales propósitos y el intercambio de datos.
- Cada consumidor o productor de datos necesita traducir a un solo modelo en vez de a múltiples modelos. En la figura 4, los cuadros pudieran ser sistemas relacionados como el SIGERE, el SIGEDES, el SIGECO aplicaciones como Radial o PSX, o sistemas SCADA como el EROS de SERCONI Pegasys de ION Enterprise. Lograr esto ha sido muy difícil en el marco de desarrollo del SIGE. Tras varios años de trabajo, solo se ha logrado un intercambio muy limitado entre Radial y el SIGERE y solamente en el sentido de Radial al SIGERE.



Ejemplo Canal CIM.

- El conocimiento de esta base ayuda y guía a la implementación de nuevas posibilidades a entidades con menos experiencias. El SIGERE debido a los cambios revolucionarios va a tener que asumir el manejo de la generación y el balance óptimo de energía en un despacho provincial tradicionalmente propios de un EMS. Conocer la estructura de los datos es de gran ayuda a la hora de implementar esta funcionalidad. Al estar normalizado el CIM ya existen decenas de aplicaciones en los Estados Unidos basadas en el modelo, que actualmente va por la versión 10,7 y tiene sitios web de descarga y grupos de usuarios organizados para el intercambio de experiencias en su aplicación.¹⁰

El CIM comienza a usarse en otros países como Bélgica, Brasil, China, Francia, Jordania, Rusia y otros. Aunque se le reprochan algunos problemas, tales como insuficiente seguridad, deficiencias en el control de versiones o mecanismos basados en software propietario caros (Rational Rose)¹¹ no hay dudas que el CIM ya tiene una madurez suficiente para ser aplicado en la Unión. Un resumen de los objetos y categorías fundamentales del CIM, tanto en su versión original o con la inclusión de la distribución y la del SIGERE se detalla en la tabla 2.

Tabla 2
Comparación de modelos del CIM y SIGERE*

Elementos del modelo	IEC 61 970	IEC 61 968	SIGERE V 7
Categorías/ módulos	19	46	23
Clases/ tablas	311	487	368

*Estadísticas basadas en la versión 10.7 del modelo CIM y la versión 7 del SIGERE.

El análisis resalta que la complejidad del SIGERE es del mismo rango que la del CIM, aunque por supuesto es necesario un intenso trabajo de adecuación que es uno de los aspectos fundamentales reflejados en la nueva visión del sistema.

PROPUESTA DE CAMBIOS

En el 2007 se decidió hacer un análisis más profundo de la visión del sistema, teniendo como meta asimilar los cambios tecnológicos y del entorno descritos, así como hacer lo más claro el documento. Adicionalmente, por primera vez se ha tenido en cuenta la opinión de los principales interesados en el sistema empezando por los jefes de informática de las provincias, los jefes de implementación más experimentados y se elaboró un proyecto de cambios cuyo objetivo es que todos comprendan y apoyen la

visión propuesta. Esto realmente no es fácil de conseguir, pues en cada entidad no existen exactamente iguales estructuras, con el perfeccionamiento empresarial esas pueden ser modificadas por los directivos de las mismas y los usuarios no hacen exactamente las mismas actividades. Un resumen de los cambios más importantes incluidos en la propuesta de cambios de la Visión 6.0 del SIGERE incluye:

1. Lograr la compatibilidad con las normativas IEC referentes a los sistemas de gestión en particular lograr que los módulos puedan exportar e importar al CIM. Para ello se propone un plan de acción que incluye la actualización de la modelación de la arquitectura, datos y aplicaciones del SIGERE, la adquisición de toda la normativa del Comité 57 de la IEC, y la determinación de una estrategia de compatibilización.

2. La figura 5 esboza la nueva arquitectura. Se introduce una capa de servicios diferenciando el concepto de servicio que puede ser compartido por varios módulos del modulo ejecutable y se analiza el alcance de los módulos. Esto disminuye el total de módulos y la asimetría entre los mismos. Se incluye un subsistema de estudios muy integrado con los programas técnicos.

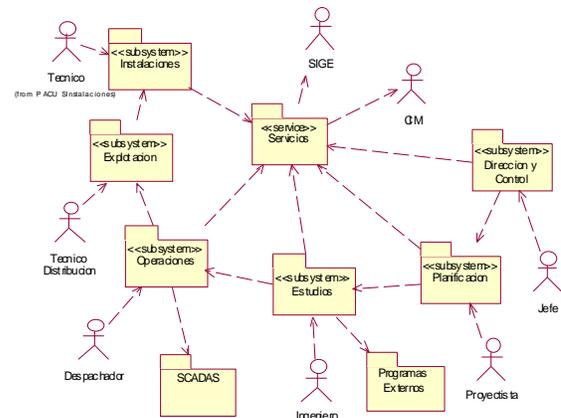
3. El trabajo previo en el subsistema de operaciones con el desarrollo del servidor del esquema mallado y los módulos de control de la red, vías libres, control de defectos y el enlace con EROS por el modulo de lecturas, permitirán incorporar funcionalidades anteriormente propias de un EMS necesarias para el despacho de la generación distribuida. Se propone identificar e informatizar todos los roles del Despacho Provincial y contribuir a la informatización del Despacho Nacional.

4. Esto va a provocar que los despachos provinciales cada vez van a ser más dependientes del sistema. Por tanto, se deben introducir incrementalmente todas las condiciones de seguridad que existen internacionalmente en los centros de control,⁵ comenzando por el aseguramiento múltiple del servicio eléctrico pero incluyendo también la duplicación de servidores de datos, de redes LAN, de procesadores, de respaldo entre despachos vecinos, etcétera.

5. Dado el avance previsto de los sistemas de redes de comunicaciones en que se planean comunicaciones redundantes y las experiencias favorables en la aplicación de servidores de aplicaciones, se propone la eliminación de los nodos en los OBES territoriales y municipales, accediendo desde estas estructuras a un servidor de aplicaciones a nivel provincial. Esto implica que la explotación del SIGERE dependa de la existencia de comunicaciones fuertes, estables y redundantes entre los OBES territoriales y provinciales. Impone adicionalmente la parcelación del acceso a datos por estructura administrativa. Pero se reduce mucho la atención que

necesita el sistema. La figura 6 muestra el diagrama de despliegue que permite comprender las diferencias entre ambos enfoques cuando se compara con la figura 2. Debe resaltarse la existencia del servidor de malla donde se mantiene actualizado en tiempo real el estado de cada desconectivo y sección. Esta información es accedida por cualquiera de los módulos del sistema a partir del servicio correspondiente.

6. En el nivel nacional se propone la creación de una base de datos de la transmisión para su explotación en el Despacho Nacional de Carga sobre la base de la réplica de los datos existentes en bases provinciales. Se prevé igualmente la exportación de la información necesaria para el manejo del Sistema Informativo Gerencial de la UNE.



Arquitectura básica de la nueva visión.

5

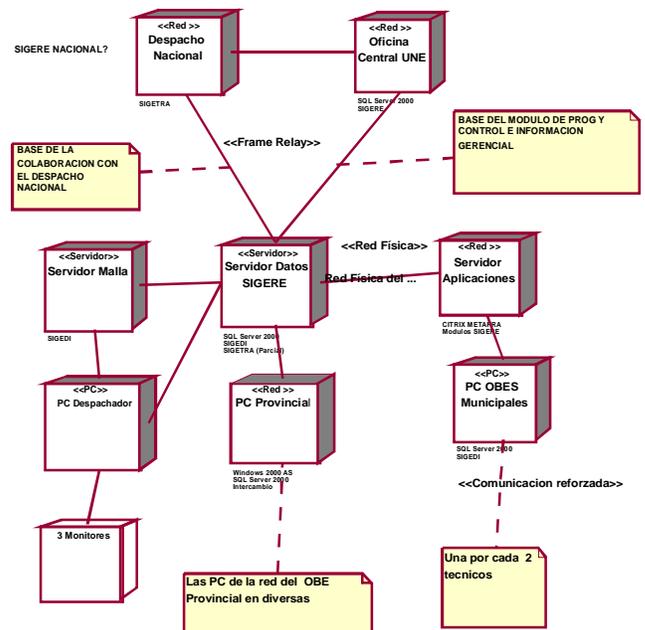


Diagrama de despliegue de la nueva visión.

6

CONCLUSIONES

La visión de un sistema de gestión es un documento clave pues permite compartir a arquitectos, desarrolladores y usuarios el alcance final del mismo. No es un documento inmutable pues hay que tener en cuenta los cambios estructurales y tecnológicos. En el caso del SIGERE, la versión 6.0 adoptada en el 2007 incluye cambios fundamentales de ambos tipos y ha guiado el desarrollo del sistema desde entonces. En un trabajo posterior se analizarán las implicaciones que ha tenido esto en los módulos más significativos del sistema.

REFERENCIAS

1. **Fernández, Raúl:** Arquitectura del sistema de gestión de redes de la Unión Eléctrica de Cuba, SIE, Ciudad de La Habana, Cuba, 2005.
2. **McLeod, Raymond:** Sistemas de Información Gerencial, Prentice Hall Hispanoamericana, 7ma. ed., 2002.
3. **Jacobson, Ivar; Grady Booch y Jim Rumbaugh:** El proceso unificado de Rational, Addison Wesley, 1999.
4. **Schwaber, Ken:** Agile Project Management with Scrum, Microsoft Press, 2003.
5. **Shahidehpour, Mohammed and Yaoyu Wang:** "Communication and Control in Electric Power Systems" IEEE Press. John Wiley and Sons, 2003.
6. **Mackiewicz, Ralph:** The Importance of Standardized Models, Programming Interfaces and Protocols on Substations, EPRI Diagnostics Conference, 2003.
7. **Neuman, Scott:** Comparison of IEC CIM and NRECA MultiSpeak.
8. **Adamiak, Mark and Ashish Kulretstha:** Design Implementation of a UCA Based Substation Control System.
9. **Schwarz, Karlheinz:** IEEE UCA and IEC 61850 Applied in Digital Substations.
10. The CIM Users Groups en www.cimusersgroup.org.
11. **Neuman, Scott:** Long-Term CIM Maintenance and Versioning. UISOL Conference 2005.

AUTORES

Raúl Fernández Álvarez

Ingeniero Electricista, Unión Eléctrica, Organización Básica Eléctrica (OBE), Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:raul@elecssp.une.cu

Reynaldo Ponce

Ingeniero en Automatización de Sistemas, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:reynaldo@elecssp.une.cu

Maria Ela Díaz

Licenciada en Computación, Máster en Ciencias de la Computación, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:mary@elecssp.une.cu

Nolisbel Lizano

Licenciado en Computación, Máster en Ciencias de la Computación, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:nolisbel@elecssp.une.cu

Javier Machín

Licenciado en Ciencias de la Computación, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:jmachin@elecssp.une.cu

Adonis Marcos

Licenciado en Ciencias de la Computación, OBE, Trinidad, Cuba
e-mail:adonis@obedad.co.cu

Yusmaikel Cabrera

Licenciado en Ciencias de la Computación, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:yusmaikel@elecssp.une.cu

Mabety Plasencia

Ingeniera Informática, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:mabety@elecssp.une.cu

Nayi Sánchez.

Licenciada en Ciencias de la Computación, OBE, Sanct Spiritus, Cuba
email:nayi@elecssp.une.cu

Yoanni Fernández

Ingeniero Electricista, OBE, Sancti-Spiritus, Cuba
e-mail:guevara@elecssp.une.cu

Jorge Nápoles

Ingeniero Informático, OBE, Sancti Spiritus, Cuba
e-mail:jorgeluis@elecssp.une.cu