



Sistema de gestión de redes: diez años de desarrollo

Raúl Fernández

Recibido: junio del 2006
Aprobado: Septiembre del 2006

Resumen/ Abstract

En este trabajo se resume a través de los diez módulos más significativos el desarrollo que ha tenido el Sistema de Gestión de Redes en los diez años desde su aprobación. Se identifican las ventajas más significativas que se logran con su implementación.

Palabras claves: sistemas de gestión de distribución, instalaciones, sistemas de información geográfica, transformadores, incidencias, calidad de servicio, circuitos, proyectos, programación, información gerencial

In this work we analyze through the 10 most significant modules the development of the Networks Management System in 10 years from his approval, identifying the most significant advantages that our organization has achieved by his implementation.

Key Words: distribution management system (DMS), facilities, geographical information system (GIS), transformers, incidences, quality of service, circuits, projects, planning, information management

INTRODUCCIÓN

La transmisión y distribución de electricidad desempeñan un papel fundamental en las sociedades modernas y las mejoras en el proceso de explotación, operación, análisis, planificación y dirección han sido metas permanentes por las empresas y organizaciones responsabilizadas con esta actividad. Como resultado de esta necesidad se han desarrollado en las últimas décadas diferentes iniciativas para la introducción de las tecnologías de la información en la electroenergética, primero con programas aislados para el cálculo de los parámetros de las redes, luego con sistemas para el apoyo en las decisiones de procesos completos y finalmente con el desarrollo de *sistemas integrales de gestión* que tienden a ser sistemas caros y complejos que solo producen pocas trasnacionales. Este es un tema frecuente

en las publicaciones y conferencias de la IEEE (Institute of Electric and Electronics Engineers) o el CIRED (Conferencia Internacional sobre Redes de Distribución) y en revistas del ramo. En mayo de 1998 se logró convencer al Consejo de Administración de la Unión Eléctrica de la necesidad de movilizar recursos para el desarrollo del *sistema de gestión de la distribución* como parte del Sistema de Gestión Empresarial de la Unión Eléctrica. A partir del 2003 se decidió que abarcara también las instalaciones de la transmisión en las empresas eléctricas provinciales y en consecuencia se cambió el nombre para Sistema de Gestión de Redes (SIGERE). En un reciente artículo en esta revista [1] se profundizó en el entorno y los cambios que se han tenido en la *visión del sistema*. En este trabajo se describe el sistema analizando brevemente diez de los módulos más

DESARROLLO

En la figura 1 se muestra la composición del SIGERE que actualmente contempla 30 módulos en 6 subsistemas que cubren todos los procesos para la atención a las redes, de los cuales se han terminado 20 módulos al menos con alguna

versión que puede explotarse ya. Los módulos que se describen en el trabajo aparecen resaltados, en la descripción se refleja entre paréntesis la versión actual de cada programa.

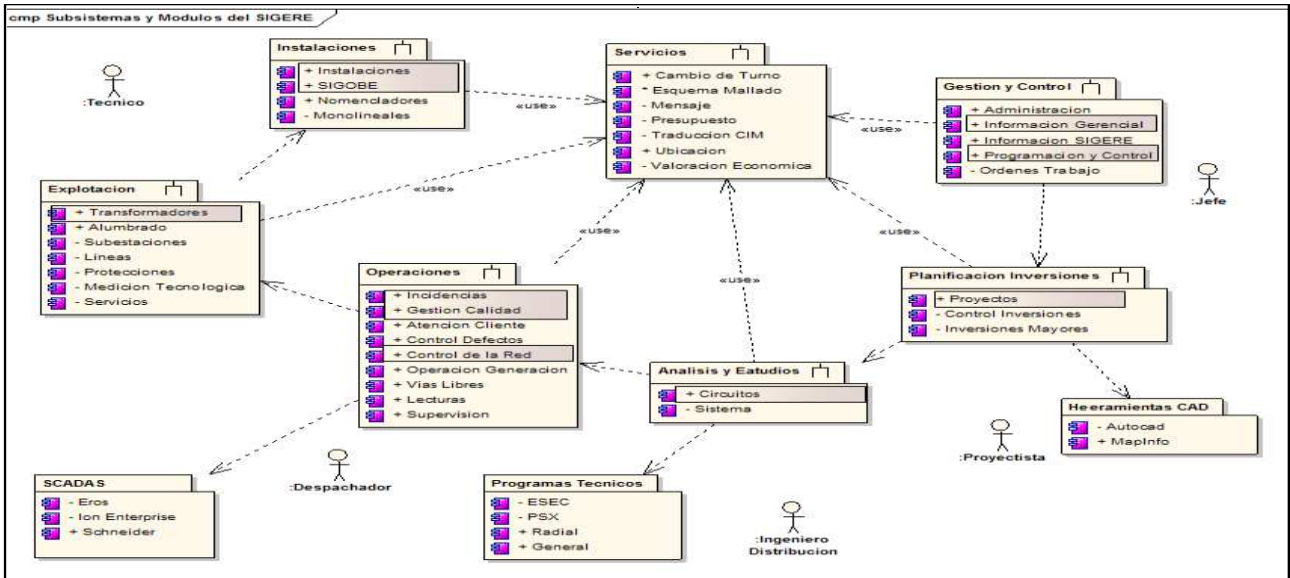


Figura 1: Composición del SIGERE

SUBSISTEMA DE INSTALACIONES

Una instalación es un conjunto de posiciones con una topología implícita a cada instalación que pueden estar ocupadas por elementos eléctricamente importantes. Estos elementos pueden ser equipos eléctricos simples o instalaciones más sencillas y además pueden o no tener apoyos que la fijan en el espacio físico a través de un sistema de coordenadas que la referencia en el marco geográfico. Ejemplo de instalaciones son *líneas* y *subestaciones de transmisión*, circuitos, bancos de transformadores o capacitores, etc. Todas las instalaciones y dispositivos estarán codificadas con códigos alfanuméricos de acuerdo a un procedimiento interno elaborado en 1999. Este código es permanente, y por tanto, independiente de su posición en la red. La codificación física de las instalaciones se logró en la mayor parte del país desde el año 2000 como paso previo a la implementación de las primeras aplicaciones.

Ubicación de Instalaciones (5.4): Este módulo fundamental del sistema permitió desde el 2001 que con datos existentes en nuestros OBES (monolineales, tarjeteros) se identificaran y

codificaran las instalaciones y dentro de ellas los equipos más importantes de todo el sistema. De esta forma se han recogido y unificado los datos de todas las instalaciones del país. En la figura 2 se muestra la ubicación de bancos de transformadores. Si en las primeras versiones solo se incluía un esquema radial de las instalaciones, ahora incluye asistentes para la modelación de la red mallada en circuitos y subestaciones, la transmisión y los selectivos. Este modelo aunque simplifica la topología de la red a desconectivos que conectan secciones, misma. Cada versión incorpora nuevos tipos de instalaciones. Se explota en todo el país.

Fig. 2. Formulario de ubicación de bancos de transformadores.

SIG-OBE (2.1) Desarrollado como un Sistema de Información Geográfico que estandariza la interfaz entre el SIGERE y la cartografía digital adquirida a Geocuba en las escalas 1:100,000 para las zonas rurales y 1:2,000 para las zonas urbanas. Este módulo parte de la georeferencia de instalaciones a partir de levantamientos detallados y permite la localización de las

instalaciones por tipo, búsquedas complejas de equipos (ver figura 3 que muestra concretamente los transformadores sobrecargados de Cabaiguán) y diferentes tipos de acciones como las quejas o los mantenimientos. Permite el dibujo automático de los resultados de corridas de flujo de circuitos que se exportan desde programas externos como Radial y General, siempre que los nodos estén georeferenciados previamente en la base de datos.

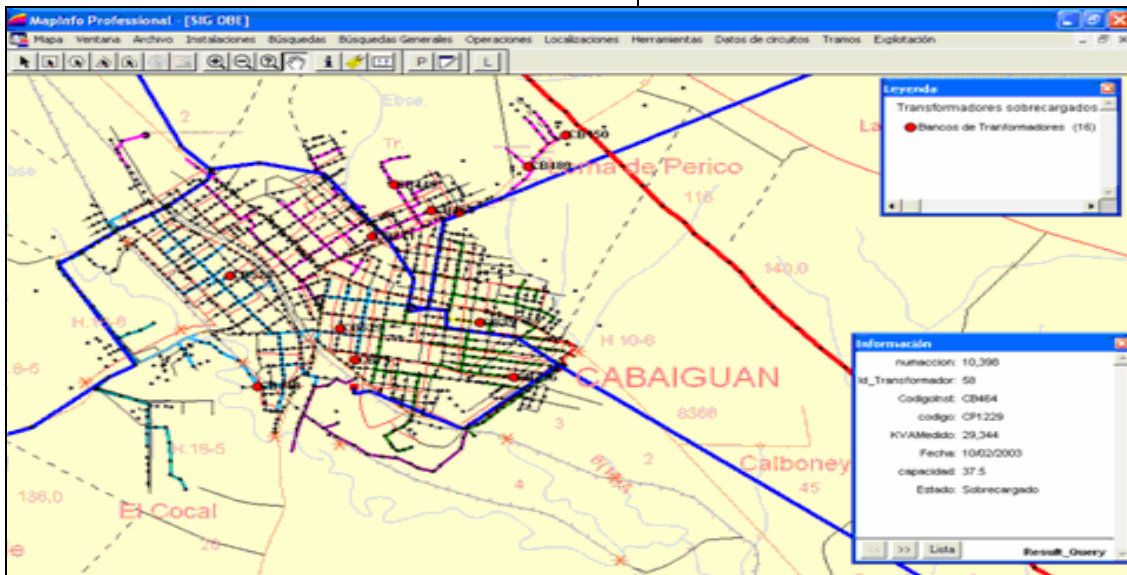


Fig. 3. Búsqueda compleja de equipos (transformadores).

En versiones más recientes se han incorporado las redes de subtransmisión y la transmisión. Se planea que sea la base de la futura implementación de un sistema de control de flota a partir de un sistema de posicionamiento geográfico. La implementación ha estado avalada por 9 trabajos de diplomas conjuntos con la universidad central que recogen desde la transmisión hasta los consumidores aunque su generalización ha sido limitada por dificultades con la obtención de la cartografía de precisión y por la rehabilitación que han tenido nuestras redes en los últimos años.

Este subsistema cuenta también con un módulo de Nomencladores y actualmente se está trabajando en el de esquemas Monolineales que se comporta como un editor gráfico inteligente con acceso a la base de datos.

SUBSISTEMA DE EXPLOTACIÓN

Este subsistema se explotara fundamentalmente en las unidades básicas municipales y los centros de operación provinciales. Debe proporcionar el acceso regulado, de acuerdo al puesto de trabajo, a la actualización de las diferentes instalaciones a través de las acciones (levantamiento de nuevas instalaciones, mediciones, cajas mantenimientos, reportes de equipos dañados etc.) que se realizan según los procedimientos y registros establecidos por el Manual de Distribución.

El objetivo fundamental es optimizar la explotación de las instalaciones y para ello es preciso introducir más datos que los que se piden en el subsistema de instalaciones sobre accesorios, dispositivos (protección, tierra, etc.) equipos a los que se sigue el ciclo de vida (transformadores o interruptores), corresponde internacionalmente a Sistemas de Control de Activos (Asset Management) y adquiere especial importancia al adaptarse la nueva política de mantenimiento que estableció en el 2004 la necesidad de hacer el mantenimiento por

diagnóstico. De este subsistema resalta el módulo de *Transformadores de Distribución (2.5)* que sigue el ciclo de vida completo de los transformadores de distribución, uno de los elementos críticos de nuestras redes, y cuyo índice de daño es uno de los indicadores más importantes dentro de la unión. Parte de la codificación física de los bancos de transformadores y la verificación de los transformadores en el taller mostrada en la figura 4 o los levantamientos en los transformadores instalados que permiten recoger, en contraposición a lo que hacía el Módulo de Instalaciones todos los datos de chapa del equipo.

Fig. 4. Formulario de verificación en talleres.

Posteriormente se hace la distribución de transformadores, el reporte de mantenimiento y toma de carga, que permiten evaluar el estado operativo de los mismos, hasta llegar al reporte de análisis de transformadores dañados que introduce en el sistema la información que permite evaluar las causas de por que se dañó el transformador y evitar que otros transformadores se dañen en ese banco.

Por otro lado es necesario que se tenga en cuenta que existen otras informaciones que se recogen en el sistema en otros módulos y que influyen en la correcta explotación de los transformadores. Tal es el caso de la evaluación de los defectos reportados o las interrupciones repetitivas, que se detectan automáticamente en el *subsistema de operaciones* en caso de que los *bancos de transformadores* estén codificados físicamente. En la reunión de directores técnicos de febrero del 2008 se constató que las empresas que tenían un índice más alto de transformadores dañados eran las que tenían más desactualizadas sus redes. Con conceptos similares está desarrollado el Módulo de Alumbrado. (1.3).

SUBSISTEMA DE OPERACIÓN

El subsistema de operación incluye todo el tratamiento informático de las actividades propias del despacho provincial y otros despachos de distribución que aun se mantienen en algunas provincias, en la operación de las redes de distribución. Se analizan tres módulos:

Gestión de Incidencias (4.14): Refleja todas las interrupciones y reclamos de clientes sobre la calidad del servicio en la red de distribución.

Este módulo explotado desde el 2001 en Villaclara y Sancti-Spiritus y extendido a todo el país permite el soporte al proceso completo de captación de las quejas dadas por los usuarios, asignarla a los carros de guardias disponibles e introducir los datos de su resolución y clasificación como se muestra en la figura 5.

Dispone de numerosas facilidades que posibilitan la localización y análisis de las interrupciones repetitivas. Además captura los equipos dañados y genera la estadística necesaria para la planificación de mantenimientos.

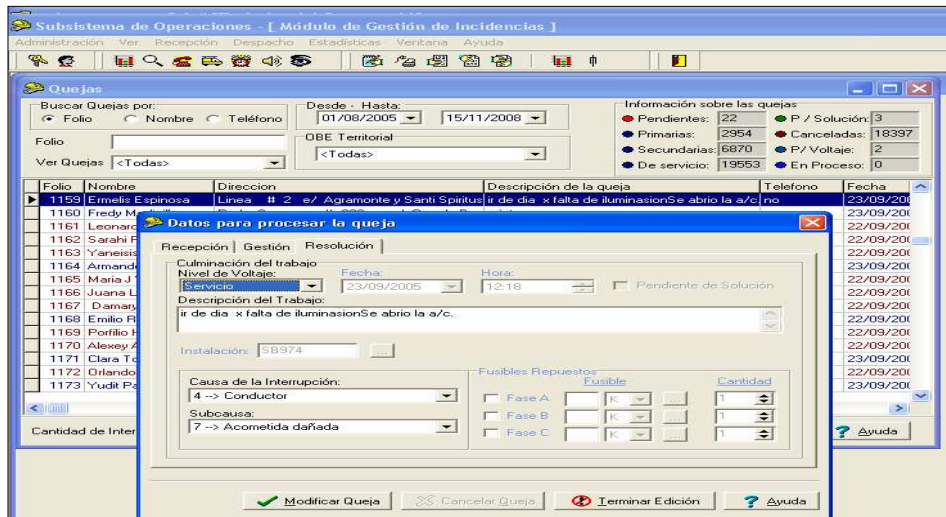


Fig. 5. Edición de quejas.

El módulo procesa las quejas de bajo voltaje y alumbrado y permite pasar la captación de las quejas a un centro de llamadas de clientes operado por un tercero, esta última posibilidad iniciada en Sancti-Spiritus en el 2005 ha conducido a una concentración paulatina de los centros de atención telefónica de varias provincias en un solo centro en un servicio por ETECSA usando el *Módulo de Atención al Cliente* (2.0) lo que permite no sólo reducir el personal que se dedicaba en las empresas eléctricas a estos

temas sino también optimizar el servicio, pues este personal está especializado en brindar una atención esmerada a nuestros clientes.

De esta forma toda la zona occidental es atendida actualmente desde Pinar del Río, y la zona central del país se ha concentrado en Ciego de Ávila. Se ha trabajado en el procesamiento de los datos históricos de las incidencias utilizando técnicas como la minería de datos [2].

Gestión de Calidad (3.0): Este fue un módulo clave en el año 2003 al permitir que en nuestro país se pudieran adoptar indicadores de amplio uso internacional como el tiempo de interrupción por usuario (TIU), el número de interrupciones por usuario (NIU) y otros, a partir del procesamiento de las afectaciones que afectan a la distribución y la clasificación de las causas de las mismas. Actualmente se usa nacionalmente para el cálculo de la calidad del servicio a partir de afectaciones en las redes procesadas fuera de línea por especialistas del área operativa de los despachos.

Un ejemplo de la salida de estos procesos para el caso de los circuitos primarios se puede ver en la tabla 1. El seguimiento de estos controles ha permitido que nuestro país haya bajado estos índices paulatinamente aunque aún no se alcanzan los niveles de confiabilidad de las empresas líderes en este tema.

Tabla 1. Reporte de TIU por circuitos primarios.

Indicadores de Calidad de los Circuitos Primarios		Sistema Integral de Gestión de la Distribución			
Despacho Prov. Sancti Spiritus		Módulo de Gestión de la Calidad			
Desde: 01/01/2004 Hasta: 31/12/2004		Confeccionado por: Nolisbel Lizano			
		Fecha: 30/10/2008			
<u>Código</u>	<u>Nombre del Circuito</u>	<u>TIU</u>	<u>NIU</u>	<u>TIUF</u>	<u>IDR</u>
SJ1	Cto 1	42.13	23.65	1.78	1
SJ10	Cto 10 Colón	33.00	29.65	1.11	1
SJ20	Cto 20	15.25	12.90	1.18	1
SJ21	Cto 21	4.69	5.97	0.79	1
SJ22	Cto 22	45.69	25.34	1.8	0.99
SJ27	Cto 27	27.60	16.82	1.64	1
SJ28	Co 28	1.12	1.00	1.12	1

Control de la Red (2.2) Este es un módulo que se ha perfeccionado desde el 2006 y que tiene una interfaz sencilla idéntica al actual formulario impreso que se conoce popularmente por Switching, Permite que el despachador abra o cierre desconectivos, reflejando las protecciones que operan, bloqueando las mismas, organizando estas por bloques de manipulación con un objetivo determinado. Pero tras esa sencillez, se esconde una gran complejidad conceptual, pues estas operaciones se hacen en tiempo real en un modelo mallado de toda la red hasta el nivel de circuito primario, donde los nodos son las secciones y las ramas son los desconectivos que interconectan estos nodos.

Este modelo mallado es básicamente mantenido en un servidor de aplicaciones que ha sido optimizado en los tiempos de accesos usando los servicios remotos de la tecnología .NET y al que llamamos servidor de malla por lo que se lleva el control de las secciones sin servicios y los indicadores de calidad en tiempo real, según el despachador registra las operaciones de los desconectivos. Esto es una mejora revolucionaria en el servicio, pues permite mantener el control actualizado del TIU y otros indicadores, la historia de las afectaciones que puede tener un cliente por cualquier causa, predecir el impacto de las vías libres, generación y procesamiento automático de los

modelos habituales de funcionamiento de líneas y subestaciones etc.

En la versión 2 se han incorporado varias mejoras, como son un tratamiento diferenciado de las protecciones por la función del desconectivo y medidas de replicación de los servidores de malla que permiten que en caso de problemas de hardware en el mismo se pueda transferir a otro servidor [3] para que haga esta función. En próximas versiones se planea incluir interfaces gráfica entre el despachador y la red eléctrica a partir de los módulos de monolineales y SIG-OBE, la interfaz operativa para tele medida y telecomandos con los recerradores NULECS recientemente importados o alguno de los sistemas SCADAS que ya existen en nuestro país (EROS, ION, Schneider). La explotación de este módulo ha sido demorada por la actualización detallada que requiere de todos los desconectivos que se pueden operar y disponibilidad de servidores, pero en un futuro será la principal interfaz del *subsistema de operación con el despachador*.

En el subsistema también se aplican los módulos de Operación de la Generación Distribuida (1.0), Vías Libres (3.11), Control de Defectos (2.9) así como nuevas versiones desarrolladas en el 2009 de *Lecturas (3.0)* y *Supervisión (2.0)* y que logran que los despachos provinciales tengan un alto grado de automatización tal como se aprecia en la fotografía de la figura 6.

Este posiblemente sea el aporte más significativo del SIGERE, y a medida que se perfeccionen los módulos se podrá alcanzar la meta de despachos sin papeles. aplicaciones basadas en el Modelo de Información Común (CIM), así como permitir acceder a la localización de los ficheros fuentes de estos programas y mejorar los reportes de diferentes tipos permitiendo ordenar y buscar diferentes parámetros. Permite introducir los cambios en el SIGERE producidos por los diferentes tipos de estudios de mejoras y realizar un control de la documentación de estos estudios.

SUBSISTEMA DE ANÁLISIS Y ESTUDIOS

El subsistema de análisis y estudio agrupa los análisis y estudios técnicos realizados por los especialistas de regímenes, distribución o desarrollo mediante la consulta de información existente en la base de datos y el uso de herramientas externas desarrolladas en las universidades, propias o de algún tercero. Este intercambio idealmente deberá ser en las dos direcciones y basarse en normas como la IEC 61968 que regula el intercambio de datos entre

Circuitos (3.0): Terminado en el 2007 permite el análisis de toda la información que provee el sistema de los circuitos de subtransmisión, distribución primaria, secundaria o alumbrado. Agrupa los datos de los circuitos de forma que el técnico tenga una aplicación única que permita visualizar y comparar los diferentes circuitos. La figura 7 muestra esta información para los circuitos primarios.



Fig.6. Sala del despacho provincial de Sancti-Spiritus.

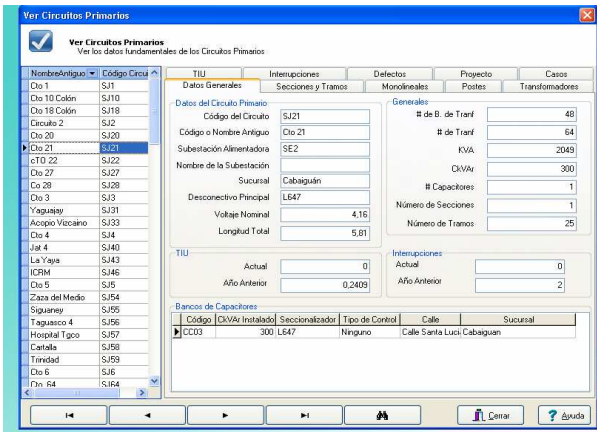


Fig. 7. Mostrar circuitos primarios.

Igualmente se pueden hacer comparaciones entre los diferentes tipos de circuitos. Este módulo permite el registro de los datos de los circuitos desde diversas herramientas de cálculo (flujo, cortocircuito, etc.) propias del sistema o de las Universidades (Programa Radial, PSX, etc.). Estas herramientas exportan la información a

ficheros textos con un formato establecido y la aplicación permite registrarla en la base de datos desde donde se puede visualizar en los reportes del SIGERE, acceder desde el SIG-OBE, etc. En la versión 2.0 se incluye también una opción para el registro de los datos que exportan los recerradores marca NULEC. Este moderno equipamiento aparte de su función como interruptor principal de los circuitos en que esta ubicado brinda una cantidad considerable de información de 43 parámetros de los circuitos que abarcan desde todo tipo de mediciones al registro de eventos. Aunque estos eventos pueden ser observados en un software suministrado por el fabricante registrarlos en el SIGERE tiene la evidente ventaja de acceso general para todo el personal interesado, así como que estos pueden ser cotejados con información física y de la explotación de estos circuitos.

SUBSISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES

El Subsistema de Planificación de Inversiones comprende las funciones centralizadas relacionadas con el proyecto y control de inversiones que se realizan en las Direcciones de Inversiones de las Empresas Eléctricas Provinciales. *El Módulo de Proyectos (1.0)*: Este programa cuya primera versión se tiene en el

2009 toma las experiencias de un sistema previo desarrollado en Holguín, mejorándolo y adaptándolo a la arquitectura del SIGERE. Convierte las solicitudes de inversiones de nuestros clientes y las solicitudes de mejora propias en Proyectos de Inversión. La primera versión se ha concentrado en organizar las estructuras constructivas (ver figura 8), acciones y actividades que se incluyen en un proyecto de forma que se pueda valorar el presupuesto de la misma así como registrar los cambios que tendrá la base de datos una vez ejecutado el proyecto, asociando los mismos a las instalaciones en el SIGERE.

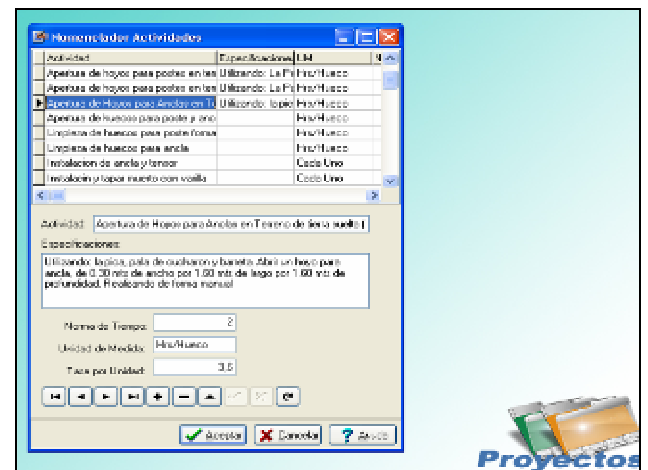


Fig. 8. Introducción de actividades típicas en el módulo de proyectos.

Hasta ahora en parte del país el proceso se realizaba en hojas de cálculo y su aplicación va a facilitar los cálculos y unificarlos en toda la Unión. En próximas versiones deberá diferenciar la información de las modificaciones en los datos (textuales y cartográficos) que introducen los proyectos de los datos en operación y enlazarse con herramientas de Diseño Asistido por Computadoras que permitan recoger gráficamente esos trabajos.

SUBSISTEMA DE GESTIÓN Y CONTROL

Este subsistema agrupa todos los módulos que se relacionan con el intercambio y diseminación de la información sobre todo para uso de directivos.

Módulo de Información Gerencial (2.0): Permite el acceso mediante páginas web a información resumida del sistema. Dado que el grupo de desarrollo ha mantenido abierta la información del Sistema, varios OBES desarrollaron

También ya están desarrollados los *Módulo de Administración del SIGERE(2.2)* que constituye la unión de los antiguos módulos de Acceso, Intercambios y Auditoría de acuerdo a la visión referida en [1]; y el *Módulo de Información del SIGERE(2.0)*: que es una aplicación Web desarrollada y publicada por el equipo de desarrollo del SIGERE que permite a todos los

todavía y perfeccionar los ya desarrollados, se puede concluir que se ha alcanzado la masa crítica que permite incorporar de una forma coherente cualquier información necesaria para el proceso de explotación, operación, estudio, planificación y dirección de las redes en las Empresas Eléctricas Provinciales de Cuba.

REFERENCIAS

- [1] Fernández Álvarez, Raúl: *Propuesta de Nueva Visión del Sistema de Gestión de Redes*. Revista *Electroenergética* No 3/ 2008
- [2] Lizano Valero, Nolisbel: *La Gestión de Incidencias en la Toma de Decisiones de una Empresa Eléctrica partiendo de un Archivo Histórico de Fallas*. Trabajo presentado en opción al título de Master en Ciencia de la Computación. Universidad Central de Las Villas 2007.
- [3] Nápoles, Jorge Luis: "Mecanismo de respaldo y actualización offline de la Topología de la Red usando Remoting". Ponencia a Compumat Provincias Centrales 2007.

usuarios conocer las novedades del mismo y reportar problemas.

CONCLUSIONES

Tras 10 años de trabajo intenso el SIGERE se ha convertido en uno de los sistemas informáticos más complejos desarrollados en nuestro país. Aunque resta completar los módulos no iniciados

[4] Sosa, Ulises: *Página Web del SIGERE*. Ponencia al *Forum de Ciencia y Técnica, Camaguey, 2004*.

[5] Iznaga, Marcos: *Programación y Control de Acciones en el Sistema de Gestión de Redes de la Unión Eléctrica*. Trabajo presentado a Informática 2009.

AUTOR

Raúl Fernández Álvarez

Ingeniero Electricista. Master en Economía Energética. Desde 1998 dirige el grupo de Proyectos que desarrolla el Sistema de Gestión de Redes de la Unión Eléctrica que radica actualmente en la Empresa de Tecnologías de la Información y la Automática en Sancti-Spíritus. raul@elecssp.une.cu