



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS  
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

*Facultad de Ingeniería Eléctrica*

*Departamento de Electroenergética*



## *TRABAJO DE DIPLOMA*

*Intercambio de información entre el Sistema de Gestión de  
Redes y los Programas Técnicos*

*Autor: Luis Alberto Brunet Arias*

*Tutores: Dr.C. Raúl Fernández Álvarez*

*Ing. Yamilet Urquiza Choy*

*Ms.C. Yandi Gallego Lareda*

*Ing. Orlando Brunet Arias*

*Ing. Maidier Díaz Ojeda*

*Santa Clara*

*2014*

*"Año 56 de la Revolución"*



*Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas*

*Facultad de Ingeniería Eléctrica*

*Departamento de Electroenergética*



## *TRABAJO DE DIPLOMA*

### *Intercambio de información entre el Sistema de Gestión de Redes y los Programas Técnicos*

*Autor: Luis Alberto Brunet Arias*

*Tutores: Dr.C. Raúl Fernández Álvarez*

*e-mail: [raul@atiss.une.cu](mailto:raul@atiss.une.cu)*

*Ing. Yamilet Urquiza Choy*

*e-mail: [yurquiza@atiss.une.cu](mailto:yurquiza@atiss.une.cu)*

*Ms.C. Yandi Gallego Lareda*

*e-mail: [gallego@ucfv.cu](mailto:gallego@ucfv.cu)*

*Ing. Orlando Brunet Arias*

*e-mail: [orlando@atiss.une.cu](mailto:orlando@atiss.une.cu)*

*Ing. Maidier Díaz Ojeda*

*e-mail: [maidier@elecssp.une.cu](mailto:maidier@elecssp.une.cu)*

*Santa Clara*

*2014*

*"Año 56 de la Revolución"*



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

---

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de Departamento  
donde se defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## **PENSAMIENTO**

*“Toda la ciencia no es más que un refinamiento del pensamiento cotidiano”*

*Albert Einstein*

## **DEDICATORIA**

A mi mamá, mi papá, y mi hermano, por estar presentes y confiar en mí.

A mi Betty por quererme y apoyarme siempre.

A mi familia, por apoyarme y siempre creer en mí.

## AGRADECIMIENTOS

A María por su afecto y por ayudarme durante estos años.

A mi papá, mamá y mi hermano que sin ellos no hubiese sido lo que soy ahora.

Al grupo de estudio en especial Yeinier, David, Patricia, Luis Alejandro, José Carlos, Lázaro, Raulián, Víctor, Alberto, Carlos y Humberto que demostraron que en la unión está la fuerza.

A mis tutores, Yamilet, Yandi, Raúl, Orli y Maidier por toda la ayuda que me brindaron en cada momento.

A el claustro de profesores de la carrera que han contribuido en mi formación.

A mis compañeros de grupo por su incondicional ayuda.

A los compañeros de ATI Redes por su apoyo.

A todos los que contribuyeron de una forma u otra con el desarrollo de este trabajo.

Gracias.

## TAREA TÉCNICA

- Evaluar, a partir de las formas de cálculo de los programas técnicos, sus posibilidades de exportación.
- Actualizar los ficheros del Radial, PSX y WinGeneral con los datos obtenidos del SIGERE.
- Calcular el desglose de las pérdidas técnicas y comerciales en una muestra de circuitos seleccionados.
- Evaluar los balances de pérdidas por zonas eléctricas obtenidas en el módulo de Estudio de Sistemas.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## RESUMEN

En todas las Empresas Eléctricas Provinciales y OBEs del país se emplea el SIGERE para integrar todas las acciones que se llevan a cabo en la red y existencias de los equipos instalados. Recoge los datos técnicos, económicos y de gestión que facilitan la operación, explotación, estudios y planificación de las redes.

El objetivo de este trabajo es analizar la funcionalidad lograda en el SIGERE para el intercambio de información con los programas técnicos, enfocado principalmente en el desglose de las pérdidas técnicas y comerciales. Para alcanzar esto fue necesario realizar una investigación de la información almacenada en el SIGERE de las zonas escogidas para el estudio, se analizaron los procesos de importación y exportación de datos a través de los módulos y los programas técnicos. Con el estudio se detectaron errores en los datos almacenados y se hicieron propuestas para mejorar la importación de datos de los programas técnicos.

Además con el intercambio de datos existente entre el SIGERE y los programas técnicos se realizó un desglose de pérdidas técnicas y comerciales en una muestra de las zonas escogidas para demostrar su utilidad y describir los pasos a llevar a cabo en la realización de este balance.

## TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO .....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
TAREA TÉCNICA .....	iv
RESUMEN .....	v
INTRODUCCIÓN .....	1
Organización del informe .....	4
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	6
1.1 Configuración actual de la provincia de Sancti Spíritus .....	6
1.2 Recopilación y análisis de información para la realización de estudios .....	7
1.2.1 Características de las cargas .....	8
1.2.2 Control y adquisición de datos .....	10
1.3 Intercambios de la información entre sistemas .....	11
1.4 Programas técnicos de potencia .....	14
1.5 Sistemas Integrales de Gestión Empresarial (SIGE).....	15
1.5.1 Sistema de Gestión Comercial .....	16
1.5.2 Concepción del SIGERE.....	16
1.5.3 Estructura del SIGERE .....	17
1.5.3.1 Subsistema de Instalaciones.....	18
1.5.3.2 Subsistema de Explotación .....	18
1.5.3.3 Subsistema de Análisis y Estudios.....	19

1.5.3.4	Subsistema de Planificación de Inversiones .....	19
1.5.3.5	Subsistema de Gestión y Control .....	19
1.5.3.6	Subsistema de Servicios .....	20
1.5.3.7	Subsistema de Operación .....	20
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS PARA ANALIZAR LA FUNCIONALIDAD LOGRADA EN EL SIGERE Y LOS PROGRAMAS TÉCNICOS.....		21
2.1	Procedimiento para la realización del Balance de Energía .....	21
2.1.1	Pérdidas globales de energía .....	21
2.1.2	Determinación de las pérdidas técnicas .....	22
2.1.2.1	Subtransmisión y distribución primaria .....	22
2.1.2.2	Circuitos de distribución secundaria .....	23
2.2	Actualización de datos de campo .....	24
2.3	Programas técnicos.....	25
2.3.1	<i>Power System Explorer (PSX)</i> .....	26
2.3.2	Radial.....	27
2.3.3	WinGeneral.....	28
2.4	Actualización del SIGERE.....	31
2.4.1	Módulo de Instalaciones.....	31
2.4.2	Módulo de Lectura .....	33
2.4.3	Módulo de Servicios.....	35
2.4.4	Módulo de Circuitos .....	36
2.4.5	Módulo de Estudio de Sistemas .....	38
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA FUNCIONALIDAD LOGRADA EN EL INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE LOS PROGRAMAS TÉCNICOS Y EL SIGERE		40
3.1	Información obtenida del SIGERE para actualizar los programas técnicos .....	41

3.1.1	Estado de operación de los circuitos elegidos.....	42
3.1.2	Resultados obtenidos con el módulo de Lecturas .....	43
3.1.3	Resultados obtenidos con el módulo de Servicios .....	47
3.2	Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el PSX .....	49
3.3	Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el Radial .....	51
3.4	Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el WinGeneral .....	53
3.5	Estudio de Sistemas.....	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		58
Conclusiones .....		58
Recomendaciones .....		58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		60
ANEXOS .....		62
Anexo I Monolineal del SK118.....		62
Anexo II Monolineal del SU1180 y SU3010 .....		63
Anexo III Monolineal de la subestación SSP-2, origen del SK118.....		63
Anexo IV Resultados de las corridas de la semana promedio de abril .....		64
Anexo V Balance por estructura administrativa (municipio).....		66

## INTRODUCCIÓN

El mundo tiene una fuerte dependencia de la energía eléctrica. La electricidad es la materia prima esencial para mover el desarrollo de los países. Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre, hace confortable la vida cotidiana en los hogares, mueve efectivamente el comercio y hace posible el funcionamiento de la industria de la producción. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica.

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica y transportarla hasta los centros de consumo. Para ello, es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiencia y de una manera segura al consumidor final.

Los sistemas de información para las divisiones contables, financieras, logísticas y comerciales precedieron a los de las redes. Para estas los esfuerzos se concentraron en el desarrollo de programas técnicos para el análisis de los sistemas de transmisión y décadas después para la distribución. Las empresas verticales que atendían integralmente los procesos de generación, transmisión y distribución dedicaban la mayor cantidad de recursos a la generación. Pero desde 1980 en muchos países estos monopolios han sido desagregados en empresas enfocadas a cada uno de los procesos, que no pueden fijar ya las tarifas en función de sus costos. Esto coincide con la generalización de la computadora personal que produjo un abaratamiento del hardware, y por tanto, un interés creciente en el desarrollo de aplicaciones y sistemas de información dedicados a las redes de potencia, caracterizados por una fuerte presencia de aspectos técnicos (Griffel, 2002).

En 1988, se constituye la Unión Eléctrica (UNE) y se organizan, de acuerdo a la división política las empresas eléctricas provinciales (EEP) para la atención a las redes, impulsándose el desarrollo de la informática en las mismas con la introducción de las primeras computadoras personales y de mini computadoras de la serie SUMCE 1420 en el proceso de facturación. Lo anterior permitió el uso de programas técnicos como ELECTRO y COVARZ elaborados en el Despacho Nacional para el cálculo de las redes malladas y de los paquetes Zonal y Radial para las redes de distribución primaria desarrollados en las universidades.

Con el desarrollo en la Empresa Eléctrica Provincial de Sancti-Spíritus surgieron un conjunto de aplicaciones para el control de subestaciones, transformadores, capacitores, líneas, interrupciones, apagones; y como eje central; el programa Análisis General de Redes Radiales, que permitía analizar, simultáneamente, circuitos de subtransmisión, distribución primaria, distribución secundaria y alumbrado público (Fernández, 1994), el sistema denominado **Sistema Integral de Distribución** que se presentó en Informática 92 (Fernández, 1992), cuentan como los primeros esfuerzos en el intercambio de información con aplicaciones en la ingeniería eléctrica. La tecnología existente en ese momento provocó que fueran escasos los intercambios entre los diferentes módulos y programas. No obstante, la empresa tuvo éxitos con una disminución considerable de los índices de interrupciones y transformadores dañados (Fernández, 2011).

Para analizar las diversas partes del complejo sistema eléctrico en la OBE de Santi Spíritus se utilizan los siguientes programas técnicos: el *Power System Explorer* (PSX), para el análisis de la transmisión y la subtransmisión, el Radial para la subtransmisión y distribución primaria y el WinGeneral para la secundaria, con sus simulaciones contribuyen a una mejor operación de las redes eléctrica, resulta de gran importancia para la estabilidad, la rentabilidad y el direccionamiento de futuras inversiones asociadas con la planificación de mediano y largo plazo de una empresa.

Como consecuencia se han desarrollado diversos sistemas de información para manejar la marea de datos que surge de la aplicación de diversos dispositivos de medida y control con programas para el análisis de las condiciones de operación de las diferentes partes un sistema electroenergético de potencia.

En los últimos 40 años se han escrito muchos libros y publicaciones acerca del uso de las herramientas computacionales en análisis de las redes de los sistemas eléctricos de potencia, cuya complejidad para el análisis crece con el desarrollo de la red. Resulta necesario además manejar una mayor cantidad de información para la realización de estudios, proyecciones, control y mantenimiento del funcionamiento adecuado del sistema. Inconveniente que se presenta a la hora de analizar el sistema como un todo con los datos de operación reales, de acuerdo al estado de operación presente, si se necesitan interconectar dos circuitos independientes, debido a una falla o mantenimiento en la subestación u otra situación de uno

de los circuitos. Cuando se necesita realizar algún estudio de reducción de pérdidas, de aumento del tamaño de los circuitos o de la necesidad de separar un circuito en dos circuitos independientes los técnicos de distribución deben efectuar estudios en el Radial, el WinGeneral y el PSX introduciéndole los datos de forma manual, con riesgo a cometer errores, los resultados de los estudios se almacenan en la base de datos pero presentan limitantes, se pierde mucha información debido al deficiente intercambio de datos entre los programas técnicos y el SIGERE y a la hora emplearlos para otras funciones y otros estudios hay que volver a introducirlos manualmente en los programas técnicos, lo que provoca una lentitud en la operación y obtención de los resultados finales.

En las empresas eléctricas del país, se trabaja en crear un sistema automatizado que permita la interconexión de los programas técnicos a través del Modelo Común de Información (CIM). Actualmente, en la Empresa de las Tecnologías de la información y la Automática (ATI), se desarrolla el Sistema de Gestión de Redes (SIGERE) como base para la interconexión de los programas técnicos a través del módulo de Estudio de Sistemas, perteneciente al Subsistema de Análisis y Estudios.

Si se logra la interconexión a través del SIGERE se tendrá una forma automática de llamar y guardar los datos necesarios para la realización de diversas simulaciones del sistema, se logrará mayor rapidez en la realización de los estudios, almacenar históricamente todos los casos, balances de pérdidas, estudios, para permitir un análisis futuro más efectivo, con mayor rapidez y exactitud. Permitirá tener conocimiento de las áreas y componentes que presentan los mayores problemas y que requieren por tanto mayor atención. Permitirá también la utilización de los datos para todo el personal que lo necesite, ya sea para controlar o para analizar las situaciones reales o de estudio presentes, dando la posibilidad de reducir el tiempo de la elaboración de soluciones de emergencia y de las comparaciones entre el antes y después.

Según el estudio, el problema científico se puede resumir en: limitaciones existentes en la manipulación de datos de análisis del estado de operación del sistema electroenergético obtenidos por los programas técnicos y el SIGERE.

Para la solución del problema se traza el objetivo general: analizar la funcionalidad lograda en el SIGERE para el intercambio de datos con los programas técnicos.

Se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Hacer corridas en la provincia de Santi Spíritus, utilizando los programas PSX, Radial, WinGeneral y la información del SIGERE enfocados en el cálculo de las pérdidas.
- ✓ Identificar los datos a exportar e importar y la forma en que se pudiera automatizar este proceso.
- ✓ Proponer mejoras a los módulos del SIGERE y los programas técnicos.

### **Organización del informe**

El trabajo está estructurado de la siguiente forma: introducción, capitulario, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos. A continuación se muestra un breve resumen del capitulario.

#### Capítulo 1

Este capítulo abarca lo relacionado con el intercambio de información relacionada con el sistema eléctrico, las características de las cargas, la captación de datos de operación de manera automática así como una descripción del CIM como la base para el intercambio de datos entre sistemas. Además de una descripción de los programas técnicos de manera general para el análisis de los estados de operación del sistema eléctrico y la descripción de los Sistemas Integrales de Gestión (SIGE) existentes en el país.

#### Capítulo 2

En este capítulo se explica la metodología para el análisis de la funcionalidad alcanzada en el SIGERE para el intercambio de información con los programas técnicos a través del cálculo y determinación de las pérdidas de energía. Además se actualiza la información del SIGERE y los ficheros de los circuitos analizados.

#### Capítulo 3

Este capítulo contiene el análisis del intercambio de información entre el SIGERE y los programas técnicos, con los datos obtenidos de la base de datos de Sancti Spíritus y los resultados de las corridas de los programas técnicos. Además se realiza un desglose de las pérdidas técnicas y comerciales en una muestra de los circuitos seleccionados para el estudio

---

(SK118 y secundarios SS75 y SS77) a través del módulo de Estudio de Sistemas y se comprueban los balances obtenidos con los que realiza el módulo.

---

# **CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DEL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

En este capítulo se resume la investigación del intercambio de información del sistema eléctrico a través de los programas técnicos y su integración con los sistemas de información utilizados por las empresas eléctricas, así como aspectos generales de las cargas y la configuración eléctrica de la provincia de Sancti Spíritus. También se analiza las ventajas que tiene la aplicación del CIM como base para la interconexión de aplicaciones y se toman ejemplos de empresas que lo aplican y los resultados que se han obtenido.

## **1.1 Configuración actual de la provincia de Sancti Spíritus**

En Sancti Spíritus la utilización de la energía eléctrica por vez primera data del 14 de marzo de 1891, cuando Alfredo Estiefel, residente de la localidad, deslumbra a los espirituanos con la instalación de un foco en la Plaza de Armas, hoy parque Serafín Sánchez.

Posteriormente, el 17 de enero de 1900 recibe energía eléctrica desde una planta que con vapor generaba electricidad, la cual fue sustituida a finales del siglo por una hidroeléctrica, primera de su tipo en Cuba, que construyó el Ing. Rafael Gutiérrez.

Ambas plantas fueron vendidas a la Compañía Cubana de Electricidad y funcionaron hasta 1925 cuando Sancti Spíritus fue enlazada al sistema nacional por una línea de 33 kV desde las inmediaciones del Central Tuinucú. De ese momento en adelante el sistema eléctrico de la provincia se fue desarrollando hasta alcanzar la configuración actual, en el cual se encuentran integrados sus diferentes niveles al igual que en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN). (Roman, 2005). El mismo se estructura de la siguiente manera:

Nivel de generación.

Nivel de transmisión.

Nivel de subtransmisión.

Nivel de distribución primaria.

Nivel de distribución secundaria.

En la actualidad la provincia cuenta con 5 subestaciones 110/34.5 kV y 3 Subestaciones de 110/13.8 kV. La más antigua de estas es la enmarcada en Tuinucú, que se encarga de servir energía a parte del municipio de Cabaiguán, La Sierpe, Taguasco y las afueras de Sancti Spíritus. La parte de la ciudad de este último se alimenta desde dos Subestaciones de 110/13.8 kV instaladas en el año 2012, donde salen un total de 9 circuitos a 13.8 kV, alimentando todo lo que es la ciudad. Estas líneas presentan una configuración radial, o sea, reciben suministro energético desde un solo punto.

La subestación Jatibonico sirve a este municipio, a la parte restante de La Sierpe y Taguasco. Tanto Yaguajay como Trinidad se alimentan de subestaciones 110/34.5 kV instaladas en el año 2009. Esta última también cuenta con una Subestación de 110/13.8 kV para alimentar 4 salidas de circuitos para la ciudad. Trinidad recibe la energía desde una línea de 110 kV proveniente de Cienfuegos la cual recorre desde su fuente más de 90 km y el municipio de Fomento se alimenta desde una línea que parte de Placetas, provincia de Villa Clara.

La provincia cuenta con una Subestación de 110/6.3 kV que es propia del cliente, ya que suministra energía de manera expresa a la fábrica de cemento Siguaney. Esta es la configuración hasta el mes de mayo porque ya a finales de junio una serie de subestaciones de 110/13.8 kV y 110/34.5kV pasaran a alimentarse de la subestación que recientemente se construyó en Tuinucú de 220kV, los circuitos están en fase de remodelación para esta nueva configuración que va a tener la provincia.

## **1.2 Recopilación y análisis de información para la realización de estudios**

Las distintas metodologías de evaluación del sistema se diferencian precisamente en la calidad y cantidad de información que requieren. Debido al gran número de elementos en un sistema, se hace necesario reducir los tiempos y costos de estudio, y por lo tanto la actualización sistemática de los datos fundamentales, por tanto se recurre a técnicas de muestreo como los recorridos de campo.

La información necesaria a actualizar está relacionada con:

### 1. Características técnicas:

- Diagrama monolineal.
- Longitud de conductores.

- Clase de conductores.
- Características de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuitos.
- Ubicación de los transformadores.
- Características eléctricas de los transformadores.
- Ubicación de otros equipos (Condensadores por ejemplo).
- Información de la carga.

### **1.2.1 Características de las cargas**

El modelado y análisis de un sistema de potencia dependen de la carga. Por ejemplo, el análisis del estado estable de un sistema de transmisión interconectado requerirá una definición diferente de carga que el usado en el análisis del secundario de un alimentador de distribución (Natarajan, 2002). El problema es que la carga en un sistema de potencia está todo el tiempo fluctuante. Mientras más cercano usted está al cliente, más pronunciado será el efecto de la carga fluctuante. No hay tal cosa como una carga constante.

Para describir la variación de carga, los siguientes términos se definen como:

Demanda

- La carga promediada sobre un período específico del tiempo
- La carga puede ser representada como kW, kvar, kVA, o A
- Debe incluir el intervalo de tiempo

El ejemplo: La demanda de 15 minutos es 100 kW

Máxima Demanda

- La más grande de todas las demandas que ocurren durante un el tiempo específico
  - Debe incluir el intervalo de demanda, el período, y las unidades

El ejemplo: La demanda máxima de 15 minutos para la semana fue 150 kW

### Demanda promedio

- El promedio de las demandas en un período especificado (el día, la semana, el mes, etc.)
- Debe incluir el intervalo de demanda, el período, y las unidades

El ejemplo: La demanda promedio de 15 minutos para el mes fue 350 kW

### Demanda Diversificada

- La suma de demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un período particular
- Debe incluir el intervalo de demanda, el período, y las unidades

El ejemplo: La demanda diversificada de 15 minutos en el período de 9:30 fue 200 kW

### Máxima demanda diversificada

- El máximo de la suma de las demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un período particular
- Debe incluir el intervalo de demanda, el período, y las unidades

El ejemplo: La demanda diversificada máxima de 15 minutos para la semana fue 500 kW

### Máxima demanda no coincidente

- Para un grupo de cargas, la suma de las demandas máximas individuales que ocurren al mismo tiempo
- Debe incluir el intervalo de demanda, el período, y las unidades

El ejemplo: La máxima demanda no coincidente de 15 minutos para la semana fue 700 kW

### Factor de demanda

- La proporción de máxima demanda y carga conectada

### Factor de utilización

- La proporción de la máxima demanda y la capacidad total

### Factor de carga

- La proporción de la demanda promedio de cualquier cliente individual o el grupo de clientes en un período y la máxima demanda sobre el mismo período

Factor de diversidad

- La proporción de la máxima demanda no coincidente y la máxima demanda diversificada

Diversidad de carga

- La diferencia entre la máxima demanda no coincidente y la máxima demanda diversificada.

El estudio del comportamiento de las cargas es clave para los análisis y estudios acerca del estado del sistema, por tanto la calidad de información de las cargas de manera individual proporciona una mayor exactitud a la hora de la realización del modelado computacional.

### **1.2.2 Control y adquisición de datos**

La necesidad de controlar y adquirir datos operacionales del sistema es de gran importancia para el análisis del sistema eléctrico, en el país se han introducido una serie de instrumentos de medida y control con el fin de optimizar el funcionamiento efectivo del sistema, como la introducción de los sistemas SCADA, que en la actualidad son capaces de captar una amplia gama de datos fundamentales para la realización de estudios con mayor calidad en los datos.

El termino SCADA proviene de las siglas "*Supervisory Control And Data Acquisition*": Es un sistema basado en computadoras que permite supervisar y controlar variables de un proceso a distancia, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática por medio de un *software* especializado: “como un sistema que mide parámetros críticos de una red de energía eléctrica (voltaje, potencia, estado de desconectivos o salidas de generadores) en puntos remotos y transmite los datos a un control central, donde se puede supervisar estas medidas” (Laplante, 2000). La aplicación de este sistema no es solamente a la electricidad, de hecho en ampliamente utilizado en procesos industriales de gran envergadura donde se necesita un buen control automatizado, como por ejemplo la elaboración de medicamentos y el refinamiento del petróleo.

---

El sistema SCADA es fundamental en la adquisición de datos de operación del sistema para describir el comportamiento de las cargas, en los diferentes niveles. Estos datos son almacenados periódicamente para analizar el estado de operación de la red y la realización de estudios. En Sancti Spíritus se cuenta con el *Ion Enterprise* que se conecta con la directamente con la base de datos del SIGERE donde se guarda todas las lecturas, también se cuenta con dispositivos NU-Lec en los alimentadores de los primarios que también captan las lecturas de sus respectivos circuitos, además ya se cuentan con bancos de transformadores de distribución medrados lo que nos da una amplia gama de datos de gran calidad.

### 1.3 Intercambios de la información entre sistemas

La gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de cada empresa, la extensa variedad de paquetes de software y de arquitecturas disponibles, así como la necesidad de compartir información entre las diferentes compañías energéticas, se han convertido en un problema creciente (J. A. Sanchez, 2010). El formato más usual para lograr un intercambio de información entre dos aplicaciones o sistemas es el formato de texto, lo que requiere, en cualquier caso, un conocimiento de las estructuras de datos y la información que se va a intercambiar (Fernández, 2011). Para las redes, se han propuesto en los últimos años representaciones para la descripción de los modelos de los sistemas con el objetivo de mejorar este intercambio de datos entre aplicaciones. El más importante es el Modelo de Información Común, propuesto en sus orígenes por el *Electric Power Research Institute* y aprobado por el Comité Técnico 57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) para su conversión en la serie de normas 61970 (Sistemas) y 61968 (Distribución), (McMorrán, 2007). La idea es facilitar los intercambios entre las aplicaciones y se ejemplifica en los dos cuadros (antes y después) de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.1.1.**

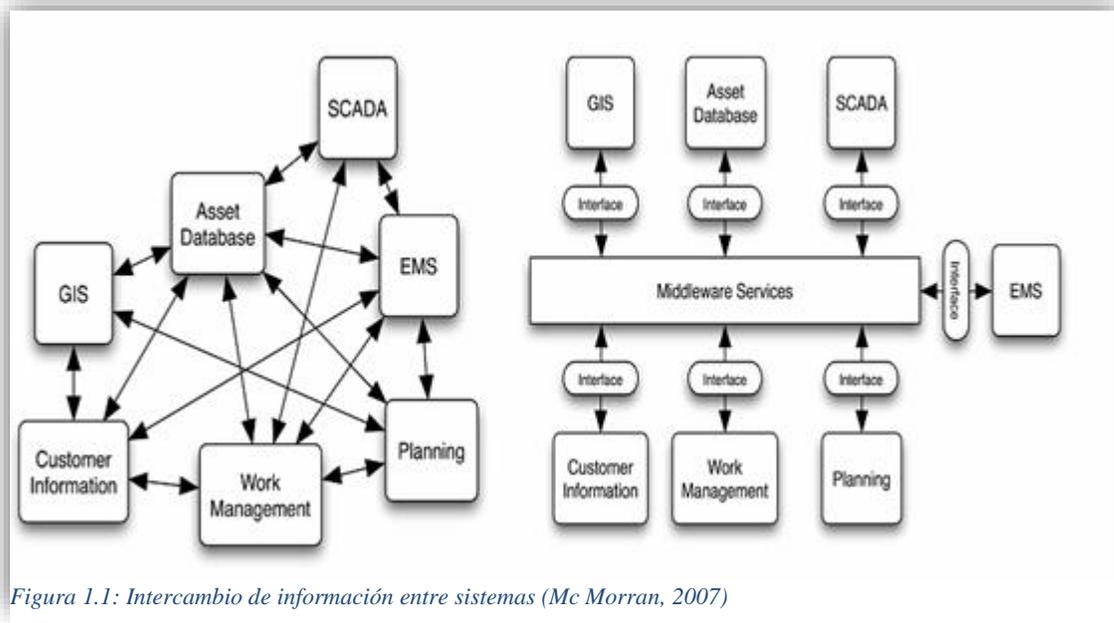


Figura 1.1: Intercambio de información entre sistemas (Mc Morran, 2007)

El modelo se usa para intercambiar información de la red del sistema entre organizaciones colindantes y para definir interfaces entre aplicaciones a partir de intercambio de mensajes mediante XML o RDF (J. A. Sanchez, 2010).

El CIM es un modelo de información estándar para empresas eléctricas, basado en lenguaje UML (*Unified Modeling Language*). En este modelo se representan objetos del mundo real y sus relaciones, con el propósito de crear un sistema de información que pueda ser utilizado entre diferentes aplicaciones para el manejo e intercambio de datos (McMorran, 2007). El modelo CIM está orientado hacia:

- Sistemas de Gestión de Distribución/Energía (EMS y DMS).
- Sistemas de Planeación de Distribución/Transmisión.
- Sistemas de Gestión de Bienes y Trabajo.
- Sistemas de Información del Cliente.
- Sistemas de Información Geográfica.
- Sistemas de gestión de fallas.
- Sistemas de gestión de personal y cuadrillas.

La utilidad del modelo es incuestionable, y hay un número creciente de empresas que utilizan las normas mencionadas para integraciones entre centros de control con sistemas de gestión de energía (J. A. Sanchez, 2010).

*California Independent System Operator Corporation (CAISO)*: Compañía que tiene a su cargo la administración de la red de energía eléctrica en California, Estados Unidos. Recientemente aprobó un programa de actualización de sus sistemas de información, adoptó el CIM como modelo para direccionar su red de información tecnológica, de manera que el intercambio de datos entre sistemas y aplicaciones sea flexible y efectivo. CAISO buscaba disminuir los costos de mantenimiento mediante el desarrollo de nuevos sistemas basados en una arquitectura más abierta y flexible. Como resultado, CAISO fue capaz de desarrollar un modelo semántico compatible con los sistemas de información legados de la empresa. Uno de los objetivos principales era lograr visualizar el congestionamiento en las líneas de transmisión con un día de adelanto, y no sólo en tiempo real (J. A. Sanchez, 2010).

La implementación del CIM dentro de CAISO permitió minimizar los problemas causados por la transformación innecesaria de datos en el sistema de tiempo real. Asimismo, la utilización del modelo CIM en esta empresa demostró que al estandarizar los sistemas de intercambio de datos, el uso de recursos se hace más efectivo y las actualizaciones se llevan a cabo de manera más rápida y menos costosa (E. Haq, 2008).

Pero el uso del modelo no es generalizado en Cuba, ni los programas técnicos nacionales, ni ninguno de los tres SCADA en uso en el SEN: el *Eros*, el *Ion Enterprise*, o el *SeeFox M8400*, estos últimos de la firma francesa *Schneider*; soportan las normas referidas, lo que ha obligado al SIGERE a estudiar los intercambios directos o a través del protocolo *OPC* (Fernández, 2011), estándar de comunicación en el campo del control y supervisión de procesos que ofrece una interface común para comunicación que permite que componentes software individuales interaccionen y compartan datos.

Actualmente se ha avanzado en el campo del intercambio de datos entre el SIGERE y los programas técnicos pero todavía hay deficiencias, aun así de han logrado grandes mejoras en el manejo de la información y la rapidez en el procesamiento de los datos, su característica fundamental es su desarrollo progresivo de acuerdo a las necesidades de la empresa lo que

---

posibilita una evolución constante con vista a eliminar las deficiencias del sistema de información.

#### **1.4 Programas técnicos de potencia**

El análisis de las redes de distribución se realiza de forma diferente a las redes de transmisión, no solamente por tener un nivel de voltaje diferente sino por las características propias que presentan en su estructura que resulta en una diferencia considerable en cuanto a la convergencia de los métodos iterativos, estas diferencias son las siguientes:

- Topología radial de la red con pocas interconexiones.
- Alta relación R/X entre 0,5 y 2 comparadas con 0,1 en Transmisión.
- Estructura arbórea de la red con cargas desbalanceadas y distribuidas.
- La generación distribuida se representa como nodos PQ (potencia y reactivo constantes) y no como nodos PV (potencia y voltaje constantes), como suele hacerse en la red fundamental. (Teng, 2008)

En la matemática computacional, un método iterativo trata de resolver un problema mediante aproximaciones sucesivas a la solución, empezando desde una estimación inicial. Esta aproximación contrasta con los métodos directos, que tratan de resolver el problema de una sola vez. Los métodos iterativos son útiles para resolver problemas que involucran un número grande de variables, donde los métodos directos serían de una complicación muy grande, incluso con la potencia del mejor computador disponible.

Para los programas técnicos de potencia los métodos iterativos son muy utilizados, cuya formulación matemática es relativamente sencilla. Como ejemplo de los pasos a seguir, se tiene el método propuesto por Kersting en una de las primeras monografías sobre la modelación de la distribución (Kersting, 2002); y en la que sugiere usar la teoría de los circuitos en escalera, donde se aplican los métodos de la corriente unitaria. La condición de parada se obtiene cuando las diferencias de tensión calculada en la fuente entre iteraciones sucesivas resulta ser menor que un valor establecido, esta condición de parada puede variar en dependencia del algoritmo utilizado por el programa y al nivel de voltaje que se trabaja. Además la condición de parada puede ser en base a otros valores como por ejemplo potencia. Kersting no incluye realmente un algoritmo de organización ni el análisis de otras variantes,

a pesar del carácter de la obra, pero permite establecer los cuatro pasos característicos de los métodos iterativos:

- Organización de los nodos para el proceso de cálculo.
- Iteración hacia delante, sumando la carga hasta llegar a la fuente.
- Iteración hacia atrás, hallando el voltaje en cada nodo.
- Evaluación de la condición de parada del método iterativo.

Casas en su trabajo original plantea cálculo las pérdidas activas y reactivas acumulando los valores de P y Q en cada nodo (conocido como suma de potencia) y evaluando la condición de parada por voltaje en todos los nodos (Casas, 1978). La aplicación Radial incluye ahora muchas mejoras, como la modelación trifásica de cargas, centros de transformación y líneas; cogeneración; así como diferentes tipos de cálculos: flujo de carga trifásico y balanceado, cortocircuito, estudio de protecciones y ubicación de reactivo (Casas & Leyva, 2004).

Los programas técnicos de potencia, en sus inicios, se desarrollaron en universidades, aunque ahora existen en el mundo compañías de software que se han especializado en esta área. En Cuba, los trabajos realizados en la Universidad Central de Las Villas (UCLV) en el Radial para la distribución primaria y el *Power System Explorer* (PSX) para la red mallada, se utilizan en todas las empresas eléctricas provinciales.

### **1.5 Sistemas Integrales de Gestión Empresarial (SIGE)**

Los Sistemas Integrales de Gestión Empresarial son ampliamente utilizados para diversos grupos empresariales donde se necesite el manejo de mucha información y se cuenta con diversos niveles de personal, ejemplo de esto tenemos las organizaciones comerciales que necesitan procesar datos de precios y costos, consumo preferencial de consumidores y gestión de productos almacenados.

En la actualidad muchos países cuentan con sistemas computacionales, para el control de la distribución de la energía eléctrica y su comercialización. Estos brindan grandes posibilidades para el diseño, control, manejo de las redes y evolucionan, de acuerdo con los cambios estructurales y avances tecnológicos del dominio donde se aplican. Nuestro país

dispone del Sistema de Gestión Comercial (SIGECO) y el Sistema Integral de Gestión de Redes (SIGERE) que forman parte del Sistema de Gestión de la Unión Nacional Eléctrica.

### **1.5.1 Sistema de Gestión Comercial**

El SIGECO se encarga de ejercer un control sobre todos los consumidores, ya sean del sector residenciales o estatales. Realiza a su vez una diferenciación entre los clientes mayores y menores. Su control abarca datos técnicos como: número y tipo de metro, lecturas realizadas, así como información referente al consumidor. A continuación se muestran los puntos principales que este abarca:

Solicitud de nuevo servicio.

Reconexiones.

Atención a clientes en ventanillas.

Recepción de lectores-cobradores.

Recepción de los listados de cargos.

Entrega del cobro.

Cierre de la ventanilla.

Cierre de submayores

Apertura de la ventanilla.

El sistema provee una fuente importante de información empleable como un sistema de monitoreo. Permite organizar estratégicamente la función de cobro y efectuar un seguimiento más estrecho de las gestiones con el cliente. Combina la consultoría estratégica con el software de apoyo y es una herramienta para que el deudor reciba un tratamiento personalizado, que garantiza la seguridad de los datos del cliente. (Díaz, 2008)

### **1.5.2 Concepción del SIGERE**

El SIGERE es una evolución del Sistema de Gestión de Distribución (SIGEDI) cuyo alcance inicial era a partir de las barras de 33 kV y los Despachos de Distribución. En la concepción original del SIGE la transmisión iba a ser abarcada por el Sistema de Explotación (SIE) y su operación en los Despachos Territoriales por el Sistema de Gestión de Despacho (SIGEDDES).

Sin embargo hoy la mayor parte de las Subestaciones y Líneas de Transmisión siguen siendo responsabilidad de las Empresas Eléctricas, los Despachos Territoriales desaparecieron, el SIE y el SIGEDES están paralizados y por otro lado para aplicar el módulo de Control de la Red es necesario un modelo mallado de la red y este modelo en red puede ser aplicado tanto a la Distribución como a la Transmisión. Debido a esto se ha ampliado el SIGEDI de forma que abarque también la transmisión convirtiéndolo en un Sistema de Gestión de Redes que abarca desde las centrales generadoras hasta las instalaciones de medición del cliente, su objetivo es mejorar radicalmente el control de las redes de distribución, permitiendo mejorar la calidad de suministro y la reducción de costos operativos, un mejor servicio a nuestros clientes y la superación de nuestros técnicos que permite un uso más racional de los recursos humanos. El Sistema deberá recoger datos técnicos, económicos y de gestión que faciliten la operación, explotación, estudios, planificación y gestión de las redes en las empresas eléctricas incluyendo el intercambio de información entre los diferentes niveles estructurales. (Autores C. D., 2007)

### **1.5.3 Estructura del SIGERE**

Para un mejor control del desarrollo e implementación el sistema se divide en subsistemas y estos en módulos. Esta división debe corresponder a los procesos generales que se siguen en los puestos de trabajo que se encuentran en las estructuras reales (Figura 1.2). La interfaz común a estos tiene que ser alfanumérica y gráfica, esta última contendrá representaciones esquemáticas monolineales y los datos necesarios para el soporte de un Sistema de Información Geográfico en los Subsistemas que lo necesiten, así como planos de detalles, croquis e incluso fotos de los elementos e instalaciones que lo ameriten. Permitirá igualmente la introducción paulatina de desarrollos tecnológicos relativamente reciente en los módulos

que lo justifiquen. (Autores C. D., 2007)

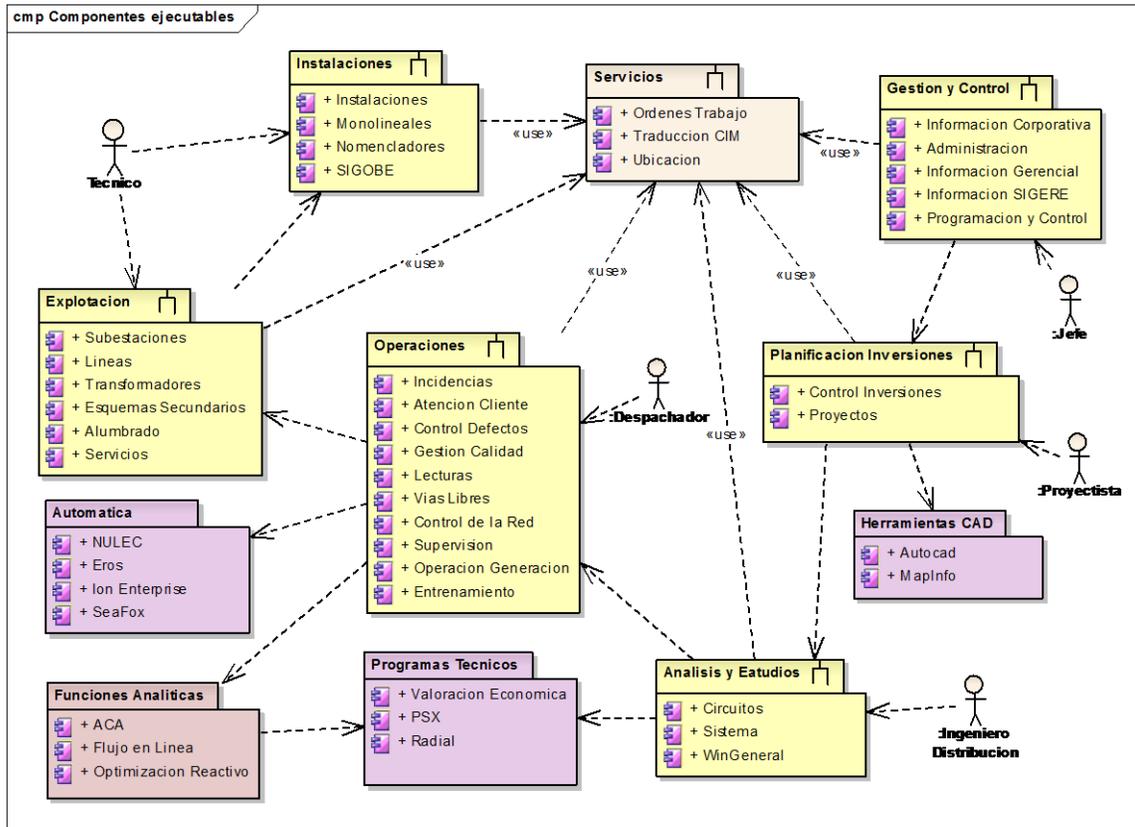


Figura 1.2: Estructura del SIGERE

### 1.5.3.1 Subsistema de Instalaciones

El núcleo del Sistema lo constituye el 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. Las instalaciones reflejarán todos los datos y actividades necesarias para su proyección, operación, explotación y evaluación de acuerdo a las normas internacionales existentes. Este subsistema lo componen los siguientes módulos: Nomencladores Básicos, Ubicación de Instalaciones, Esquemas Monolineales y SIG-OBE. (Autores C. D., 2007)

### 1.5.3.2 Subsistema de Explotación

El Subsistema de Explotación es la interfaz entre el Subsistema de Instalaciones y los técnicos que lo explotan en OBES territoriales y los diferentes Departamentos del OBE Provincial. Debe proporcionar el acceso regulado, de acuerdo al puesto de trabajo, a la

actualización de las diferentes instalaciones a través de las acciones (levantamientos, nuevas instalaciones, mantenimientos, celajes, etc.) que se realizan según los procedimientos y registros establecidos por el Manual de Distribución a través de los siguientes módulos: Subestaciones, Protecciones, Transformadores de Distribución, Alumbrado Público, Servicios, Medición Tecnológica, Líneas. (Autores C. D., 2007)

#### **1.5.3.3 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 el uso de herramientas externas o propias. Este intercambio deberá ser en las dos direcciones, así como permitir acceder a la localización de los ficheros fuentes de estos programas y mejorar los reportes de distintos 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 las acciones documentación de estos estudios por medio del módulo de circuitos y el módulo estudio de sistemas. (Autores C. D., 2007)

#### **1.5.3.4 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 sobre las redes en las Direcciones de Inversiones de los OBES Provinciales. Usará los Servicios de Valoración Económica y Presupuesto. Abarca los siguientes módulos: Proyectos, Control de Inversiones y Control de Inversiones Mayores. (Autores C. D., 2007)

#### **1.5.3.5 Subsistema de Gestión y Control**

Este subsistema agrupa todos los módulos que se relacionan con el intercambio y disseminación de la información, el control de los planes, acciones e indicadores básicos que permiten a los técnicos y gerentes tomar las mejores decisiones sobre la explotación, operación y planificación de las redes. Estos módulos son: Información Gerencial, Programación y Control, Órdenes de Trabajo, Administración del SIGERE e Información del SIGERE. (Autores C. D., 2007)

### **1.5.3.6 Subsistema de Servicios**

Este Subsistema agrupa la capa de servicios, que son considerados como componentes independientes, pueden ser usados por diferentes módulos y ejecutados en cualquier nodo del sistema. Los servicios considerados incluyen: Servidor de Malla, Servicio de Ubicación, Servicio de Mensajes, Cambio de Turno, Traducción del CIM, Valoración Económica y Presupuesto. (Autores C. D., 2007)

### **1.5.3.7 Subsistema de Operación**

El Subsistema de Operación incluirá todo el tratamiento Informático de las actividades propias del Despacho Provincial y otros Despachos de Distribución que se mantienen, Centros de Quejas y Operadores de Subestaciones en el manejo de las redes de distribución. Internacionalmente está altamente automatizado debido a la presencia de Sistemas *SCADA*, Sistemas de Aviso Integrados y simulación de la red. Incluye los siguientes módulos: gestión de Incidencias, atención al cliente, control de defectos, lecturas, control de la red, operación de la generación, vías libres, supervisión, calidad de la operación. (Autores C. D., 2007)

## **CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS PARA ANALIZAR LA FUNCIONALIDAD LOGRADA EN EL SIGERE Y LOS PROGRAMAS TÉCNICOS**

La realización de estudios a través de los programas técnicos en las empresas eléctricas es fundamental para el análisis y actualización de la red eléctrica, pues nos permite conocer su estado así como la necesidad de mantenimiento y las zonas con mayores problemas.

En la actualidad los comerciales en las OBEs han centrado su trabajo en tratar de focalizar los problemas, esto es posible a través del SIGERE, el cual nos permite desglosar las pérdidas ya sea por estructura administrativa, zonas de balance eléctrico o por circuitos. También es importante destacar que con la cantidad de información existente resulta factible la realización de los pronósticos de cargas con mayor exactitud, aunque todavía no se ha implementado un sistema que desarrolle esta funcionalidad utilizando la información recolectada por el SIGERE, existen ideas de desarrollo en un futuro no muy lejano.

### **2.1 Procedimiento para la realización del Balance de Energía**

El procedimiento del balance de energía es esencial para medir el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico; permite identificar las zonas con mayores problemas y tomar acciones que conlleven a su solución, los pasos a seguir para la realización de los cálculos ya están establecidos a nivel todas las empresas eléctricas provinciales.

#### **2.1.1 Pérdidas globales de energía**

El cálculo y determinación de las pérdidas globales de energía eléctrica se realiza a nivel de provincia, municipio, zona o circuito eléctrico a partir de las diferencias de las lecturas en subestaciones y la energía facturada.

A partir de las lecturas de las subestaciones, la generación neta de los emplazamientos distribuidos en el territorio, y los contadores de energía eléctrica (CEE) que miden los insumos, la compra de energía a terceros y los puntos fronteras de entrega-recepción de energía eléctrica con otras empresas provinciales y municipios, se realizan los balances de energía. Las ventas de energía mediante lecturas de los CEE instalados en cada cliente, ya sea de media o baja tensión, de acuerdo con la metodología de cálculo establecida en este procedimiento se tienen en cuenta también.

La elaboración de los reportes de las pérdidas de energía actualmente se encuentra vinculado a los datos del Módulo de Lecturas y el enlace SIGERE- SIGECO, mediante el Módulo de Servicios que permite la importación desde el SIGECO de todos los datos relacionados con los consumidores, ya sean estatal (mayor y menor), exclusivos y residencial, así como las asociaciones cliente-banco de transformador. Resulta necesario lograr que el cálculo de este balance permita identificar las zonas con mayores problemas mediante un desglose de las pérdidas entre los diferentes circuitos pertenecientes a una estructura administrativa determinada con el fin de determinar cuáles son los circuitos que mayores problemas presentan.

## **2.1.2 Determinación de las pérdidas técnicas**

### **2.1.2.1 Subtransmisión y distribución primaria**

Para el cálculo de las pérdidas en los niveles de subtransmisión y distribución primaria es necesario tener en cuenta la incidencia de los bancos de transformadores y cargas de tipo estatal, ya sean del mayor o el menor. Hay que explicar que para el caso de la facturación de los servicios exclusivos primero se deberán efectuar una corrida con todos los bancos conectados, de esta corrida se toma solamente el valor de pérdidas de energía activa en líneas para el cálculo de las pérdidas totales del circuito. Después se procede a la corrida del mismo circuito sin la presencia del servicio exclusivo, de esta corrida se toman solamente las pérdidas de energía por concepto de transformación. La suma de las pérdidas de energía activa en líneas y las pérdidas de energía por concepto de transformación dan las pérdidas totales de energía del circuito. De igual forma se realiza para todos los circuitos que se deseen estudiar.

Para el caso de la 33 kV una vez que estén montados y actualizados en el Radial todos los circuitos se pueden calcular las pérdidas totales de subtransmisión como la suma de las pérdidas en cada alimentador, es decir:

$$\Delta E_{T33} = \sum \Delta E_{1-n}$$

Donde:

$\Delta E_{T33}$ : Pérdidas totales de la 33 kV (kW.h).

$\Delta E_{1-n}$ : Pérdidas en cada alimentador de 33 kV (kW.h).

Para la distribución primaria pasa lo mismo:

$$\Delta E_{DP} = \sum \Delta EC_n$$

Donde:

$\Delta E_{DP}$ : Pérdida de energía en distribución primaria (kW.h).

$\Delta EC_n$ : Pérdida de energía de los n circuitos primarios (kW.h).

Las pérdidas totales pueden ser calculadas como la suma de las pérdidas a nivel de distribución primaria y subtransmisión, esto es:

$$\Delta E_T = \Delta E_{DP} + \Delta E_{T33}$$

Además se tiene la lectura diaria de las mediciones ubicadas a la salida de cada alimentador de 33 kV en las subestaciones correspondientes (Entrada), así la suma de todas estas energías nos dará la energía total demandada por la provincia, esto es:

$$ET_{Entrada} = \sum Ei_{Entrada}$$

Donde:

$ET_{Entrada}$ : Energía total en barra de 33 kV

$Ei_{Entrada}$ : Energía demandada por cada alimentador de 33 kV.

Teniendo la energía total en barra o de entrada a la provincia y las pérdidas totales se puede saber qué por ciento de la demanda total representan las pérdidas técnicas, es decir:

$$\% \text{ Pérdidas} = (ET * 100) / ET_{Entrada}$$

### 2.1.2.2 Circuitos de distribución secundaria

Para las redes de distribución secundaria se utiliza el programa WinGeneral. Los cálculos se realizan a una muestra de los circuitos de distribución secundaria según:

- ✓ El 10 % de los circuitos “residenciales puros” (que no tienen cargas mixtas de comercio o industrias), en la OBE Territorial o Municipal.

- ✓ El 10 % de los circuitos mixtos (incluye los residencial-comercial más lo residencial-industrial, pero todos con líneas).

Luego de realizados los cálculos a los circuitos de las muestras, los resultados se promedian por cada una de las dos categorías mencionadas y se multiplican por la cantidad total de circuitos de esa categoría.

Actualmente se cuenta con una serie de secundarios medrados, esto garantiza la captación de la energía de entrada al secundario de manera efectiva. La toma lecturas de los secundarios facilita la detección de las zonas con mayores problemas a través del módulo Estudios de Sistema.

## **2.2 Actualización de datos de campo**

La actualización de datos juega un papel fundamental en la obtención de resultados fiables. Se recopiló la mayor cantidad de información en los diferentes niveles y zonas analizadas. Para la selección de las zonas de balance se tuvieron en cuenta una serie de características de los circuitos a estudiar: SU1180 y SU3010 fueron elegidos por su importancia, pues son los encargados de servir la energía a las cargas del municipio de Sancti Spíritus que se encuentran más alejadas de los puntos de alimentación presentar emplazamientos de generación distribuida. Estos circuitos en la actualidad están sometidos a constantes variaciones de lazo según los requerimientos del sistema eléctrico. Son objeto de análisis por sus variaciones en su configuración, pérdidas, transferencia y valores de regulación de voltaje.

La subestación de Tuinucú, donde se encuentran el SU3010 y SU1180, enlaza por 110 kV con las subestaciones de Cabaiguán y Jatibonico, cuenta con dos transformadores de 25 MVA de 110/34.5 kV, por baja el esquema de salida de la instalación presenta un total de cinco desconectivos, entre ellos el 3010 y 1180 que dan nombre a los circuitos de subtransmisión que se analizan. Dado a las situaciones de operación estos circuitos se pueden entrelazar y traspasar cargas de uno a otro, además presentan también plantas de generación distribuida como el CAI Melanio Hernández, central que en tiempo de zafra genera, la PCHE y el Fuel Oil Sancti Spíritus, para estas situaciones se utilizara el PSX con las facilidades que cuenta para estas operaciones. Estos circuitos llevan la carga de una parte de la zona industrial y parte de la carga residencial de la periferia del municipio Sancti Spíritus.

Se escogió el circuito primario SK118, este alimenta una parte fundamental de la ciudad de Sancti Spíritus, abarca la zona de Colón en su mayoría y cuenta con un total de 138 bancos de transformadores, de ellos 25 son de servicios exclusivos. Este circuito primario tiene un interruptor tipo NU-Lec que registra el estado de operación en que se encuentra. Tomando como referencia el monolineal utilizado por el despacho (Anexo I) y un reciente levantamiento del mismo se actualizaron las cargas, calibres de conductores y los clientes asociados al mismo, lo que garantiza una mayor exactitud en los resultados. En el módulo de Instalaciones se crearon los bancos que no existían en la base de datos del SIGERE y en Transformadores se ubicaron los existentes.

Con la construcción de las dos subestaciones de 110/13.8 kV, SSP 1 y SSP 2, se alivió la situación que tenían estos circuitos crítica que presentaban estos alimentadores de 33 kV de altos valores de pérdidas e índices de interrupciones debido a sobre cargas.

### **2.3 Programas técnicos**

Los programas técnicos permiten conocer mediante los estudios de carga los siguientes resultados:

- Voltaje y ángulo de todas las barras del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).
- Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores.
- Potencia reactiva de las unidades de generación.
- Potencia activa de determinado nodo para compensar las pérdidas de potencia en el SEP y cumplimentar el déficit de generación.
- Pérdidas de potencia activa y reactiva en el SEP.

A partir de determinadas condiciones del SEP. Esta valiosa información ha permitido un incremento de su uso para diversos propósitos tal como la evaluación de seguridad ante salidas de líneas, transformadores, cargas y plantas generadoras y en propósitos más complicados como optimización y estabilidad. Además de ser usados para la planificación de la operación, la planificación de la red de transmisión y el control del SEP. (Autores C. d., 2009)

Al principio los programas técnicos de potencia se desarrollaron en universidades aunque ahora existen compañías de software que se han especializado en esta área. En Cuba, los trabajos realizados en la Universidad Central de Las Villas (UCLV) el PSX, para la red

mallada, el Radial para la subtransmisión y distribución primaria en forma radial, y el WinGeneral desarrollado en la ATI de Sancti Spiritus que funciona efectivamente en el análisis de la distribución secundaria y distribución primaria balanceada, estos se utilizan en todas las empresas eléctricas provinciales para el análisis del sistema. Cada programa presenta sus particularidades en la forma de cálculo y el método de exportación e importación de datos que se analizarán a continuación.

### **2.3.1 *Power System Explorer (PSX)***

Herramientas como el PSX son muy utilizadas en los despachos de las OBEs de todo el país, pues nos permite realizar en las redes análisis como: flujo de carga, flujo óptimo, cortocircuito, estabilidad del voltaje, estabilidad transitoria y estabilidad ante pequeñas señales, además nos permite realizar variaciones de lazo a partir de las cuales se pueden estudiar las diversas situaciones en que puede operar el sistema, ya sea en régimen normal, mínima y máxima.

El PSX como sistema de exportación utiliza el formato de texto (txt), en este fichero se guardan todos los datos básicos del sistema y los resultados de las corridas de flujo. Los ficheros se pueden cargar en el módulo de Estudio de Sistemas con el objetivo de desglosar las pérdidas a través de los diferentes reportes existentes en el módulo. El PSX también importa estado de operación, esto lo hace a través de un fichero en formato txt, el cual representa un punto de operación anterior para reducir las iteraciones en el cálculo.

A partir de los ficheros brindados por el despacho provincial para los diferentes estados de en los que opera la provincia, se analizaron los circuitos de subtransmisión SU3010 y SU1180. (Figura 2.1)

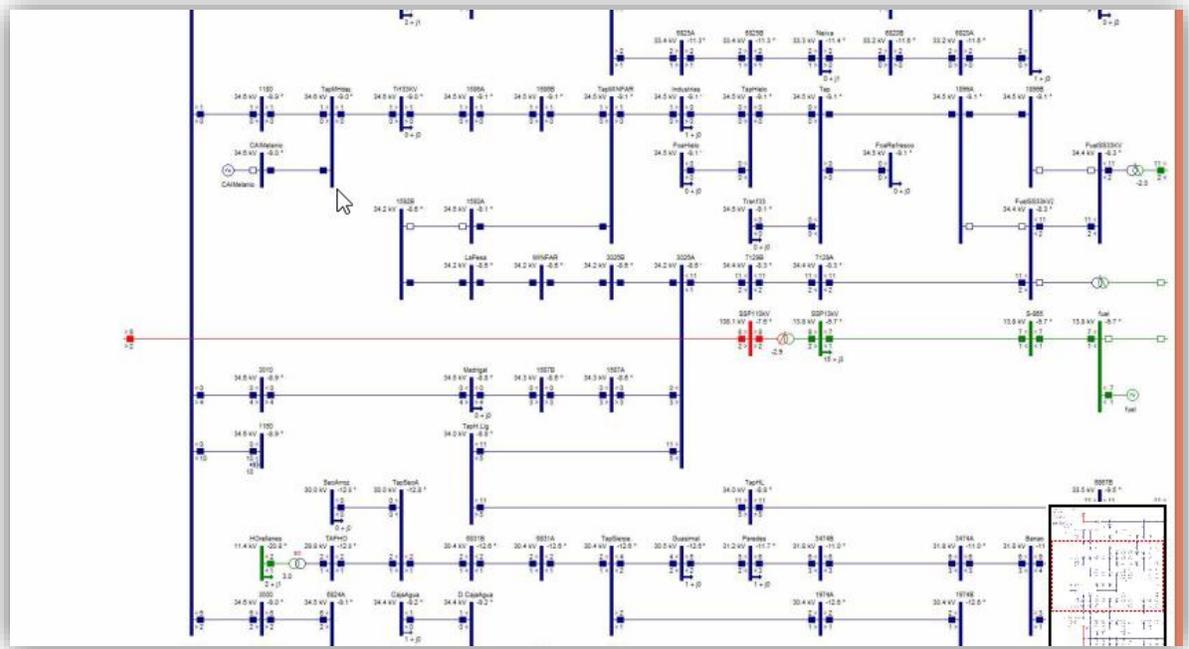


Figura 2.1: SU1180 y SU3010 montados en PSX

### 2.3.2 Radial

El Radial es un programa concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes de distribución primaria y de subtransmisión. Estudios para el cambio de calibre, de protecciones, colocación de capacitores, estado de carga de los transformadores y de pérdidas entre otros son llevados a cabo en el programa para determinar el estado de los circuitos y lograr un óptimo funcionamiento de los mismos.

Existen tres formas fundamentales de representar las cargas a la hora de hacer análisis de flujo, como corriente constante, impedancia constante, potencia (P y Q) constante o como una combinación de estas tres (Casas, 1978).

El programa presenta facilidades en su intercambio de datos con el SIGERE para registrar los resultados y datos básicos, clave para la elaboración de reportes de pérdidas técnicas y análisis de casos de estudios.

A partir de la información brindada por el departamento de Desarrollo de la OBE provincial de Sancti Spíritus y con la ayuda del *software* SORE, programa utilizado por el despacho provincial que cuenta con todos los monolineales de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, se actualizó el estado de las cargas de los circuitos SU3010 y SU1180 (Figura 2.2), que fueron los escogidos en la subtransmisión y el SK118 para la distribución primaria. Con la ayuda del módulo de Lectura se realizaron gráficos de carga característicos de una semana promedio para el mes de abril. Además se seleccionaron los valores de potencia activa y reactiva máxima para cada una de las subestaciones y cargas en la distribución.

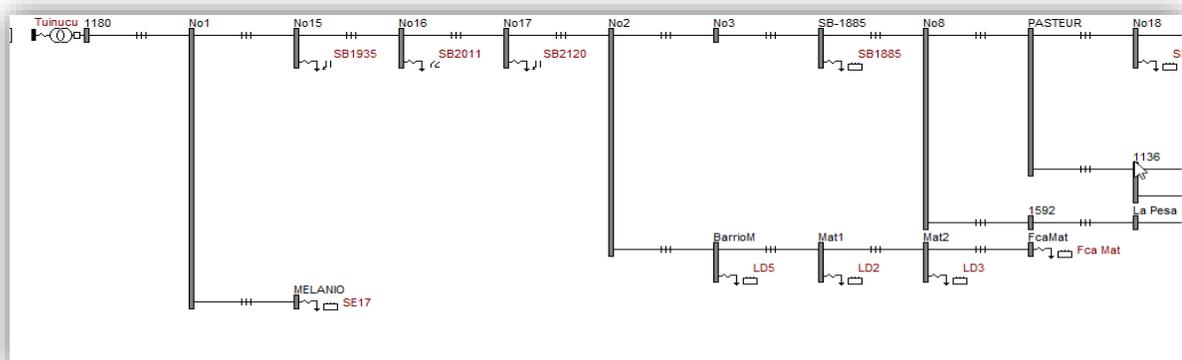


Figura 2.2: SU1180 montado en Radial

### 2.3.3 WinGeneral

Este programa es la versión en *Windows* del General, elaborado por Raúl Fernández, como parte del Sistema Integral de Distribución. En el WinGeneral se prioriza la migración de los cálculos en las redes de bajo voltaje, complementando de esta forma a los programas Radial y PSX integrados en el sistema. Las características del programa original son:

- Trabaja con los cuatro tipos de circuitos radiales. Se analizan los circuitos de forma balanceada, actualmente se trabaja en que tengan en cuenta el desbalance y el flujo trifásico.
- El programa puede incorporar o eliminar los circuitos de un sistema cargado en la memoria de la computadora, permitiendo hacer análisis por niveles o zonales. Por otro lado, para los análisis zonales, los sistemas pueden incluir circuitos de diferentes niveles y es factible conectar un circuito secundario a uno primario y este a uno de subtransmisión. (Fernández, 2011)

- El programa está concebido para trabajar dentro del SIGERE, lo cual permite actualizar los elementos de los circuitos con los datos introducidos desde otros módulos (instalaciones, transformadores, lecturas) a través de un novedoso sistema de sincronización donde se compara el circuito con lo registrado en la base de datos del SIGERE, muy útil para agilizar los cambios de transformadores, el aumento del tamaño del circuito, el aumento de los clientes, permitiendo la actualización de los circuitos de forma automática (Figura 2.3)
- Además también puede trabajar de forma autónoma lo que ya no tendría las funcionalidades de actualización de los circuitos.
- Permite además todas las modificaciones usuales en el análisis de los circuitos radiales, tales como cambios de calibre o estructura, variación de tomas (taps), fijación de cargas en nodos, traslado de la fuente hacia otro nodo, dividir los circuitos, unir circuitos y traspasar carga a otro circuito. Estas últimas, que implican más de un circuito, es difícil realizarlas con los programas tradicionales, pues es necesario formar diferentes ficheros para los casos que se desean analizar. El programa permite además abrir y cerrar lazos entre nodos de circuitos diferentes o del mismo circuito. Ofrece también el punto más adecuado para la reconfiguración de los dos circuitos, que es el nodo con la tensión mínima en el recorrido del lazo. (Fernández, 2011)

- El programa presenta facilidades que permiten al técnico la evaluación de cuál variante es la más adecuada a seleccionar: listados de los circuitos en el sistema, de los nodos de un circuito, relación de las órdenes que se introducen y un resumen de los diferentes casos abordados. Es capaz de dibujar perfiles y monolineales del circuito que permiten además seleccionar los campos a mostrar, incluyendo los resultados de la corrida de flujo. El programa conoce cuáles datos debe asociar a los nodos y cuáles a las ramas. (Fernández, 2011)

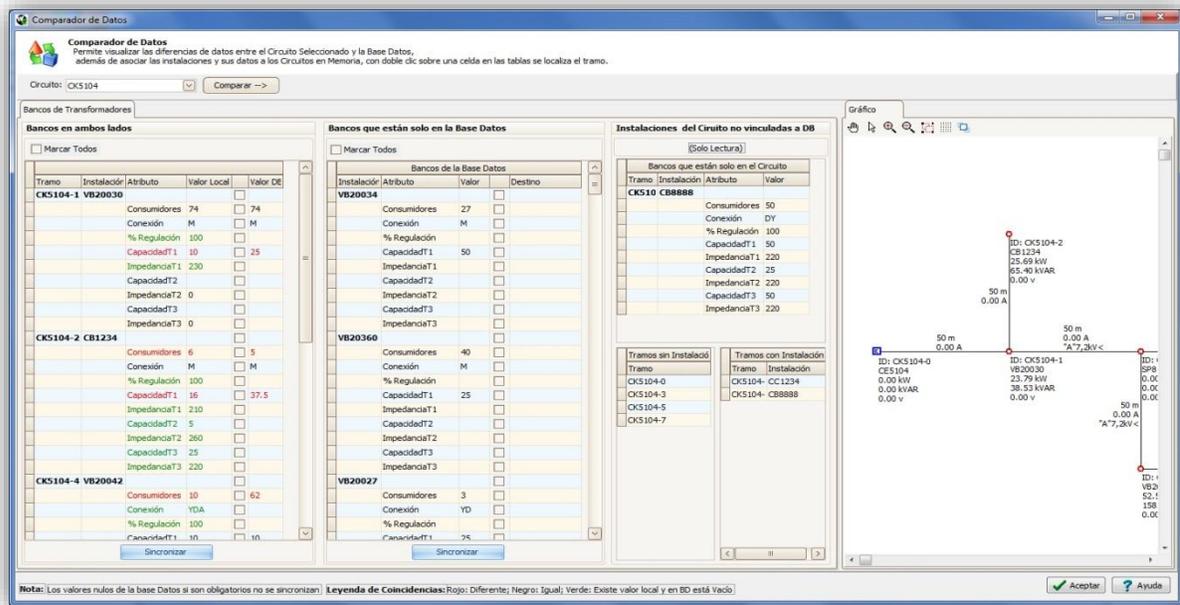


Figura 2.3: Sincronización entre SIGERE y WinGeneral

Los algoritmos de cálculo de WinGeneral son similares a los iterativos propuestos por Kersting, trabaja en la iteración hacia atrás con suma de corrientes y la condición de parada la establece cuando se cumple que la diferencia de voltaje en iteraciones sucesivas es menor que el valor preestablecido. Uno de los pasos identificados en esa sección es el reordenamiento inicial de nodos que es el punto más discutido de los métodos iterativos. El programa trabaja con el concepto de tramo consistente en un nodo y la línea que lo alimenta. Para aplicar el concepto de sistema dinámico se organizan los nodos de los circuitos radiales por la distancia en tramos a que están situados de la fuente del circuito. Este algoritmo bautizado como isotramos es una novedad. (Fernández, 2011)

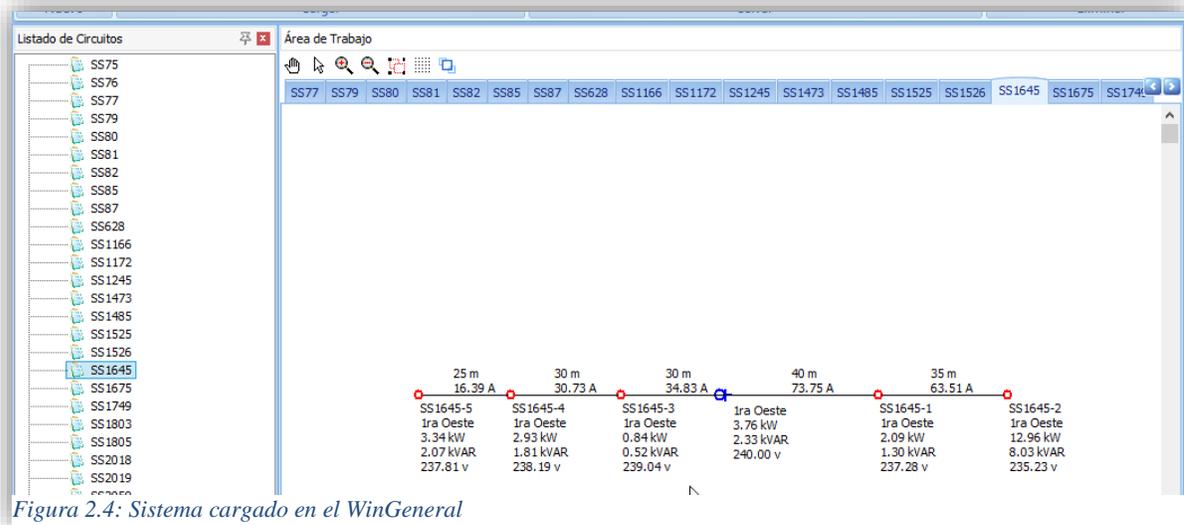


Figura 2.4: Sistema cargado en el WinGeneral

En el análisis de los secundarios (Figura 2.4) se promedió la facturación de los clientes de los circuitos analizados a año para evitar las incoherencias en las lecturas, pues un circuito puede tener varias rutas y las mismas no ser leídas un mismo día, lo que provoca errores en la facturación mensual. Se revisó el proceso de actualización de asociación cliente-banco, proceso que todavía se está llevando a cabo por la provincia debido a las continuas modificaciones de los circuitos, los errores del personal, entre otras situaciones. Se tomó como referencia el mes de abril por ser el último mes actualizado.

## 2.4 Actualización del SIGERE

Para que ocurra satisfactoriamente el intercambio datos entre el SIGERE y los programas técnicos es necesario que la base de datos esté actualizada. Para ello existen una serie de módulos que facilitan el manejo y actualización de la información existente en las empresas eléctricas. En este trabajo se analizan una serie de módulos que nos permiten realizar análisis de estados de operación y cálculos de pérdidas a partir del intercambio de información con los programas técnicos.

### 2.4.1 Módulo de Instalaciones

Es el módulo fundamental del SIGERE y permitió desde el 2001, que con información existente en las empresas (monolineales, tarjeteros) se identificaran y codificaran las instalaciones y dentro de ellas los datos más importantes de los equipos. Si en las primeras versiones solo se incluía un esquema radial de las instalaciones, ahora incluye asistentes para

la modelación del esquema mallado en circuitos y subestaciones, la transmisión y los selectivos. (Fernández, 2011)

El Módulo de Instalaciones se inserta dentro del SIGERE específicamente en el Subsistema de Instalaciones.

Todas las instalaciones del Sistema están codificadas con códigos alfanuméricos. Este código es permanente, y por tanto, independiente de su posición en la red.

Todos los equipos importantes del sistema son identificados de acuerdo a sus especificaciones (fabricante y país, modelo, número de serie) o alternativamente por un número de empresa. Recoge todos los datos nominales del equipo de acuerdo a las normas internacionales existentes.

El Módulo dentro de sus funciones cuenta con:

- Permitir el intercambio de información entre los diferentes niveles de estructuras administrativas de la Unión Eléctrica. Introducir y modificar las estructuras administrativas y políticas del sistema.
- Ubicar las instalaciones fundamentales del sistema en su entorno de aplicación.
- Obtener algunos reportes básicos de las existencias de instalaciones por entidades.

Con el desarrollo del SIGERE este módulo es una fuente de información indispensable de características de los elementos presentes en el sistema eléctrico de la provincia, de este módulo se precisó los datos nominales de los nuevos dispositivos instalados como los

capacitores, bancos, desconectivos, pararrayos y lo más importante la existencia de estos en los circuitos a analizar. (Figura 2.5)

The screenshot shows a software window titled "Datos Básicos de los Bancos de Transformadores". At the top, it says "Los datos hacen referencia al ultimo levantamiento". Below this, there's a search bar for "Codigo del Banco" with the value "SB697". The main area is divided into several sections:

- Dirección:** Fields for "Calle" (Circunv. Camiones de), "Entre" (del Centro), "Barrio o Pueblo" (Sancti Spíritus), and "Sucursal" (Sancti Spíritus). There are also fields for "No." (0), "Circuito" (SK118), "Poste 1", and "Poste 2".
- Montaje:** Radio buttons for "Piñas", "Crucetas", "Plataforma", "Caseta", "Area limitada", "Cámara", and "Cámara Soterrada".
- Altura Montaje:** Radio buttons for "Arriba del Secundario" (selected) and "Debajo del Secundario".
- Elementos:** A table with columns: Fase, Estribo, Pelicano, PosicionDesconectivo, and UbicacionPararra. Below it, there's a table for "Bajantes Secundarios" with columns: Tipo y Calibre Conductor, Neutro, Fase A, Fase B, and Fase C.
- Other fields:** "Seccionalizador" (SW3566), "Voltaje" (0.24), "Conexión" (Estrella Delta Abier), "Salida" (Secundario), "Cliente", "Sector", "Tipo de Unión", "Tipo de Tomas", "Ctdad de Tomas", "Calibre Bajante", and "Resistencia".

At the bottom, there are navigation buttons (back, forward, search) and action buttons: "Adicionar o Modificar Banco", "Terminar", and "Ayuda".

Figura 2.5: Captación de los datos de los equipos existentes en el terreno

## 2.4.2 Módulo de Lectura

Es un módulo que pertenece al Subsistema de Operaciones, está orientado a los departamentos de regímenes y a los despachos en general. Permite configurar, introducir y procesar todas las lecturas manuales de los alimentadores de la distribución. Se pueden definir diferentes planificaciones para las tomas de lecturas, se incluyen variables genéricas que evitan tener que escribir en ocasiones largas expresiones en la confección de reportes y está integrado con los SCADA y la Generación Distribuida. Este módulo su estructura se basa en el paquete *Meas (Measurements)* del Modelo de Información Común, que lo prepara para conectarse a cualquier SCADA compatible con el modelo. (Fernández, 2011)

El módulo permite: Definir objetivos, como instalaciones de la transmisión, distribución o generación. Configurar en los objetivos los puntos de medición, generalmente, desconectivos, e instalar en estos puntos instrumentos instantáneos y metros de energía. Definir la planificación del horario de la captación de los datos y de la evaluación de reportes. Captar todos los valores desde las variables configuradas ya sea de forma manual o desde los sistemas SCADA que permitan conexiones a sus bases de datos o usando algún protocolo de comunicación.

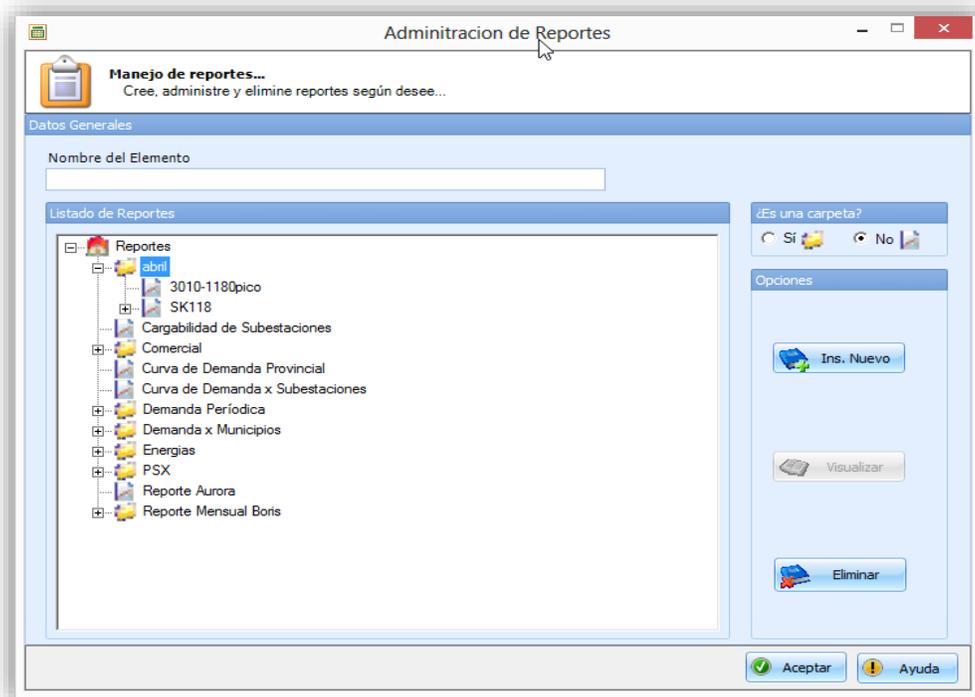


Figura 2.6: Reportes configurables guardados

Configurar reportes dinámicos definidos por el usuario (Figura 2.6), donde se puede hacer uso de combinaciones de expresiones en la evaluación y establecer el tiempo como factor fundamental para la estimación y evaluación de reportes periódicos y pronósticos. (Fernández, 2011).

A través de este módulo se obtuvieron las lecturas utilizadas para las corridas que se realizaron con el PSX y el Radial. Para la captación de los datos es necesario declarar un objetivo, que sería la subestación, en este caso la subestación SSP 2 110/13 kV. Dentro de este nuevo objetivo se crean los metros, con los nombres correspondientes a los totalizadores y alimentadores pertenecientes al objetivo (Figura 2.7). A los metros creados se les declara el factor, que lo proporcionan los técnicos del departamento de mediciones.

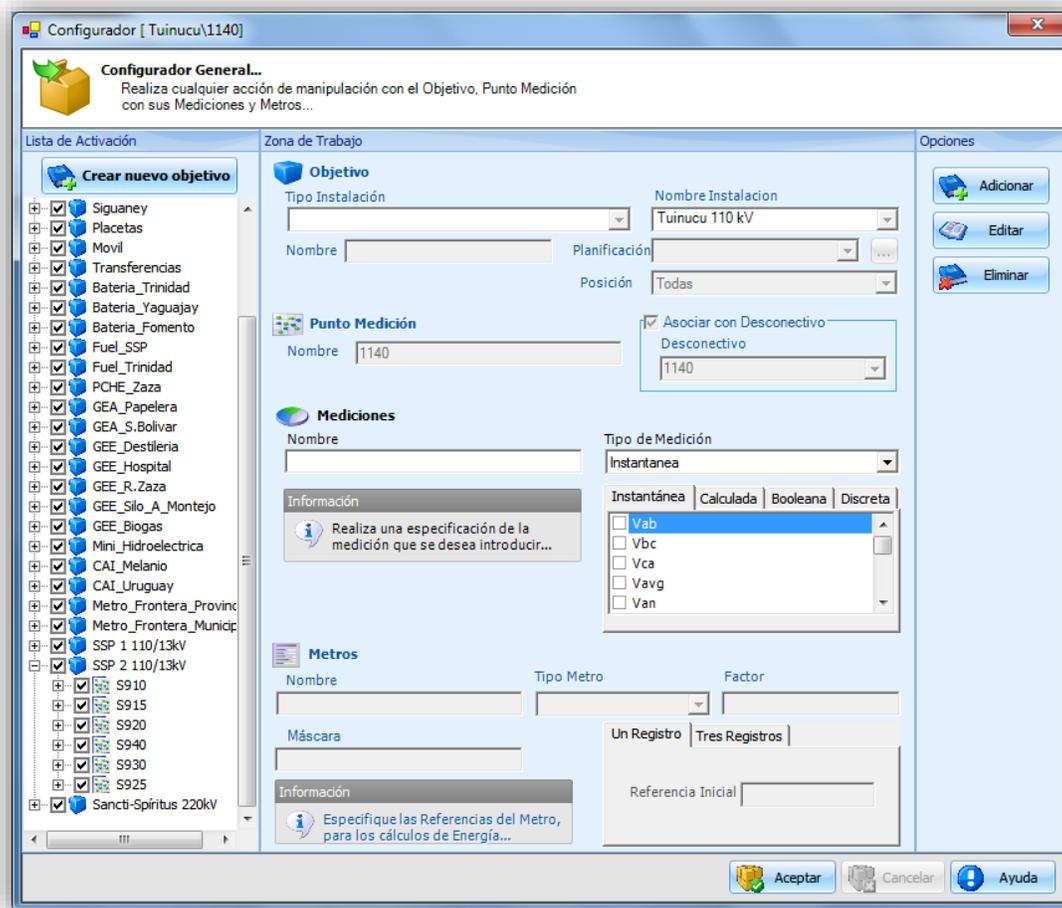


Figura 2.7: Configuración de los puntos de medición

### 2.4.3 Módulo de Servicios

Este módulo perteneciente al subsistema de Explotación, hace posible la conexión entre el SIGERE y el SIGECO. Permite enlazar los clientes, según rutas y folios en el SIGECO con las instalaciones de que se alimenta, mediante el punto de conexión a la red. Además posibilita zonificar las pérdidas confeccionando áreas de balance a partir de lecturas de

metros en subestaciones y alimentadores contra los consumidores reales del mismo y calcular el estado de carga de los centros de transformación a partir de curvas de cargas típicas de los diferentes clientes, dotando al personal técnico de una herramienta que le permite hacer estudios para mejorar las condiciones de operación de la red eléctrica. También posibilita la introducción de los mantenimientos realizados en cada banco para su control.

Este módulo exige una conciliación mensual para lograr la actualización de los clientes, es decir, eliminar los clientes que ya no existan e introducir los nuevos.

Con los datos recopilados de los circuitos y la información brindada por el despacho se actualizó el punto de conexión a la red, asociando cada cliente según su ruta y folio a un secundario (Figura 2.8).

OBE	Banco	Coddil	Folio	Ruta	Cliente	Sucursal	Dirección	Tipo_Clie
UEB OBE Sancti Spiritus	SB899	458	0170	H2	STADIUM JOSE A. HUELGA	MAYSANCT	CIRMBALANTE S/N. SS	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB342	9011	0092	H2	FACULTAD CIENCIAS EXACTA	MAYSANCT	CARRETERA SALIDA JCO	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB273	1890	0110	H2	HOGAR DE ANCIANO OLIVOS I	MAYSANCT		M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB695	1975	0550	H1	CONTINGENTE REMIGIO DIAZ	MAYSANCT	CIRCUV NO 569 COLON	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB950	100300001748	1670	P1	PANADERIA ECI-5	MAYSANCT	K12 CTERA DE ZAZA #: Rpto SS	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB2001	423	0400	H7	ONAT PROVINCIAL	MAYSANCT	MARTI NO 62 NORTE	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB646	503	0751	H3	SANATORIO EL SIDA	MAYSANCT	C ZAZA	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB902	2937	0396	H8	PANADERIA LA ESTRELLA PAREDES	MAYSANCT	PAREDES	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1382	2488	0395	H8	CCS PAQUITO ROSALE	MAYSANCT	CAPITOLIO	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB20	100300001797	1360	P1	GERENC TERR CORREOS	Spiritib	MARTI SN	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1170	2928	0144	H8	PANADERIA LA UNICA	MAYSANCT	GUASIMAL	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1466	100300002355	1898	H8	ALMACEN TRD	MAYSANCT	NELA	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB980	11557	0591	H3	EMP MATERIALES DE LA CONST	MAYSANCT	SS	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB732	504	0050	H8	ARENERA SAN ANDRES	MAYSANCT	SAN ANDRES	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB445	517	0160	H7	TEATRO PRINCIPAL-	MAYSANCT		M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB111	100300001839	0690	P1	Base de Almacenes	Spiritib	CARR DE ZAZA #:	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1090	990	0240	H7	CAFETERIA LA PLAZA	MAYSANCT	IND NO41 SUR CERVANTE Y COCO	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB510	132	0231	H3	PTA FELDESPATO	MAYSANCT	LA TRINCHERA	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1943	2510	0260	H2	DELG TERRITORIAL INRE SS	MAYSANCT	CIRCUVALANTE NORTE	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB978	162	0260	H8	UIDAD PRODUC. CAMARONICULTURA	MAYSANCT	EL SALADO	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB697	9971	0570	H1	EMPRESA CAMIONES DEL CENTRO	MAYSANCT	CIRCUVALANTE SUR SS	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1621	419	0250	H7	PODER POPULAR MCPAL	MAYSANCT		E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB636	432	0115	H4	BOLERA	MAYSANCT	CARLOS ROLOF	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB136	120	0561	H4	CORREO ZONA 1	MAYSANCT	BARTOLOME MASSO.FRENTE AL HOSP	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB13	418	0140	H7	CENTRO PROV.HIGIENE Y EPID.	MAYSANCT	MAX GOMEZ NO 13 SUR Y HONORATO CERVANTES	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB830	100300002262	4043	P1	OBE SS ESC DE LINIERO	MAYSANCT	CMNO HABANA	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB2130	2842	0331	H3	OFICINA GECA	MAYSANCT	CHAMBELON	E
UEB OBE Sancti Spiritus	SB1095	101	0420	H7	TDA LA EPOCA	MAYSANCT	INDEPENDENCIA	M
UEB OBE Sancti Spiritus	SB7342	2944	0181	H2	OFICINA DE PDR	MAYSANCT	CHAMBELON	M

Figura 2.8: Punto de conexión de los clientes a la red

Luego de introducir todos los datos correctamente y conciliar, se crean los reportes necesarios para lograr tener los datos de la facturación de los clientes, estos quedan registrados en la base de datos del SIGERE a disposición de cualquiera de sus módulos.

### 2.4.4 Módulo de Circuitos

Permite el análisis de toda la información que provee el sistema de los circuitos de subtransmisión, distribución primaria y secundaria, y los circuitos de alumbrado. Agrupa los datos para que el técnico tenga una aplicación única que permita visualizar, analizar y

comparar los diferentes circuitos. Una de las funciones principales es el mecanismo de registro de casos y depósitos con el fin de guardar los resultados de las corridas del Radial y del WinGeneral para la realización de los estudios de reducción de pérdidas, en el módulo de Estudio de Sistemas, y el desglose de las pérdidas técnicas y comerciales. El módulo permite hacer comparaciones entre los diferentes tipos de circuitos, registrar las lecturas de los NU-Lec, unifica en un solo módulo los datos referentes a los circuitos de subtransmisión, distribución primaria y secundaria, y alumbrado, datos generales, monolineales, datos de secciones y tramos, postes, transformadores, entre otros.

En el módulo de Circuitos se registrará toda la información perteneciente a las zonas de balance eléctricas seleccionadas, creando los casos y depósitos de las mismas.

Los casos se crean en la pantalla Datos de Circuitos, donde se introduce el nombre del caso y una descripción del mismo (Figura 2.9). Los depósitos se crean a partir de los casos, se selecciona el tipo de herramienta con la que se realizó el estudio y se carga el reporte donde se muestran los datos básicos, resultados, nodos y tramos correspondientes al mismo.

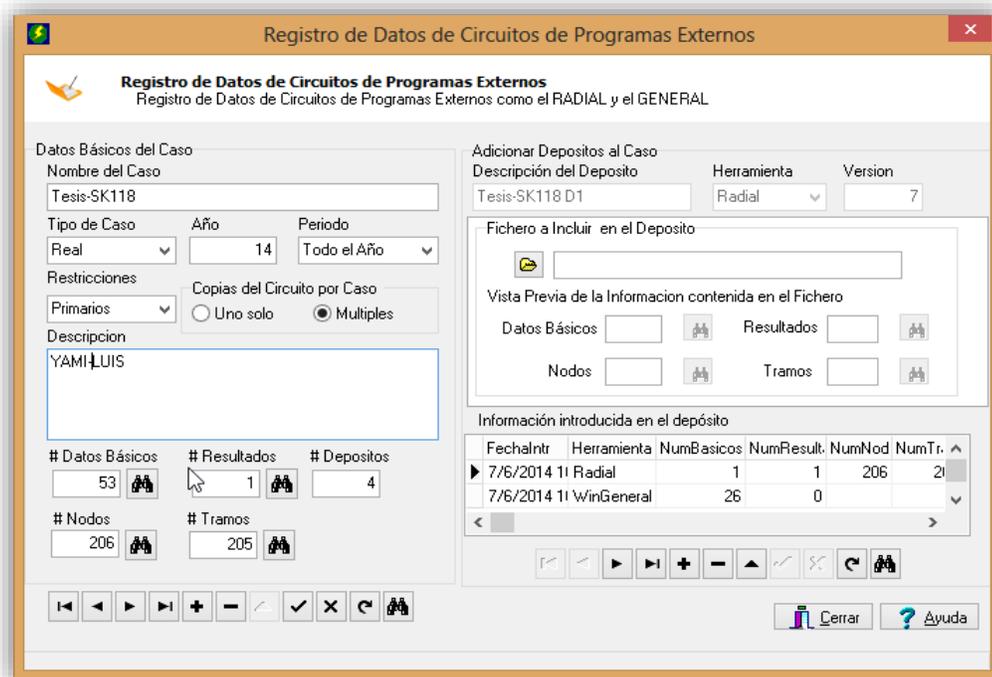


Figura 2.9: Registro de datos de circuitos de programas externos

Actualmente la importación de NU-Lec no funciona debido a la modificación de estos equipos por más actuales, no son compatibles con el mecanismo existente para registrar las lecturas.

### 2.4.5 Módulo de Estudio de Sistemas

Este módulo prioriza el cálculo sistemático y desglose efectivo de las pérdidas eléctricas, un aspecto clave de la eficiencia energética de la UNE. Permite el análisis y los estudios relacionados con las pérdidas de energía eléctrica utilizando los conceptos de zonas de balance por estructura administrativa y zonas de balance eléctricas que pueden ser de transmisión, subtransmisión, distribución primaria y secundaria, además de zonas de interés delimitadas de acuerdo a sus características. También se encarga de efectuar los balances de pérdidas que permiten un control desglosado, diferenciando las pérdidas técnicas de las comerciales, lo que permite conocer las áreas que presentan los mayores problemas y que requieren por tanto mayor atención. Para lograrlo se deben registrar puntos de transferencia de energía intermunicipales e interprovinciales, los resultados de las corridas de los programas técnicos PSX, Radial y WinGeneral, además se deben definir las zonas de balance por estructura administrativa(OBEs municipales), como una forma de ver el balance de energía de manera general por los municipios y las zonas de balance eléctricas por estructuras administrativas, como una forma de ver el desglose por circuitos pertenecientes a un

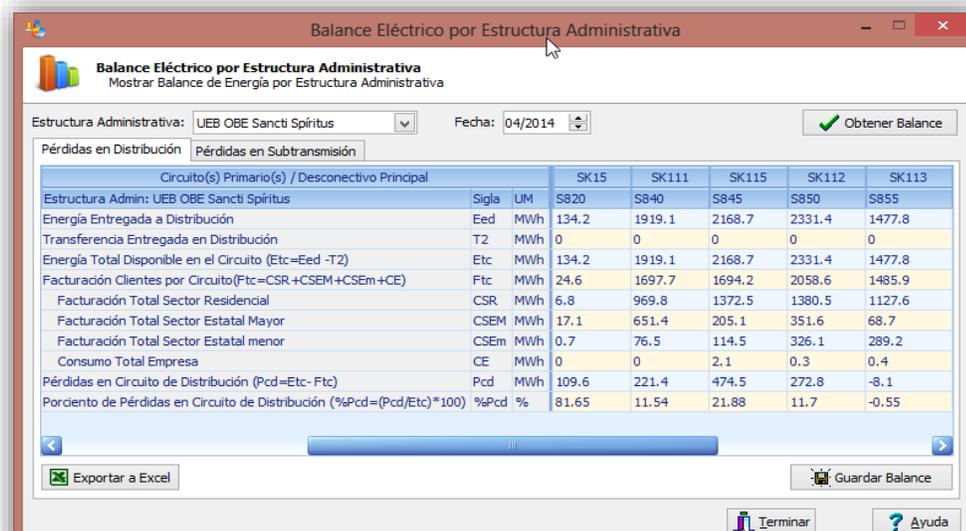


Figura 2.10: Balance eléctrico por estructura administrativa

municipio, a partir de la importación de información de los módulos de Lectura, Circuitos, Instalaciones y Servicios.

Actualmente presenta un nuevo reporte: balances secundarios, donde se cargan las lecturas de los bancos de transformadores medrados contra la facturación de su secundario correspondiente, es un reporte desglosado muy efectivo para encontrar las zonas más fraudulentas, aunque solamente se han medrado bancos de transformadores monofásicos y existen errores con las codificaciones de una buena parte de los secundarios, esto se refiere a la asociación de un banco específico con cierto números de consumidores.

Además almacena históricamente los balances de pérdidas lo que permite realizar análisis futuros más efectivos. También emite reportes donde se visualiza la información resumida de los balances, posibilitando su impresión y exportación a Excel y PDF. Cuenta con un configurador de reportes que permite al usuario crear sus propios reportes, extrayendo información necesaria de la base de datos de acuerdo a sus necesidades y sin estar sujeto a las ataduras que impone un reporte convencional (Figura 2.11).



Figura 2.11: Administrador de reportes configurables

### CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LA FUNCIONALIDAD LOGRADA EN EL INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE LOS PROGRAMAS TÉCNICOS Y EL SIGERE

El SIGERE en el tiempo que lleva de explotación ha demostrado un gran potencial para el manejo de la información de las OBEs. El desarrollo de sus módulos, como forma de intercambio y actualización de la información ha logrado una funcionalidad tal, que desde sus comienzos para la gestión de la distribución solamente, se ha expandido hasta gestionar la transmisión. La exactitud de los resultados de este sistema depende del nivel de actualización y precisión que se logre con la información que se maneja, (ver Tabla 3.1):

*Tabla 3.1: Proceso de implementación y beneficios*

NIVEL	RECURSOS HUMANOS Y MATERIALES NECESARIOS	SUBSISTEMAS QUE IMPLICA	PRINCIPALES BENEFICIOS QUE SE OBTIENEN
1	Actualización de instalaciones hasta el nivel de circuito primario y banco de transformadores	Módulos de Nomencladores e Instalaciones	Datos actualizados de existencias fundamentales en una base común en todo el país.
2	Mecanismos de mantenimiento actualizado de esta información. Despachos unificados con equipamiento, servidor de datos.	Módulos iniciales del Subsistema de Operación	Control de Interrupciones, mejor atención al cliente. Control de Defectos de las Instalaciones. Cálculo fuera de línea de los índices de calidad
3	Traspaso a esquema Mallado. Callejero. Servidores de datos y malla en los niveles provinciales.	Convertidores para Esquema en Malla. Vías Libres, Control de la Red. Lecturas	Cálculo de afectaciones e indicadores de calidad en tiempo real. Conocer las afectaciones en cualquier consumidor y prever el impacto de Vías Libres.
4	Actualización de circuitos y subestaciones. Capacitación. Servidor de aplicaciones	Subsistemas de Estudios, Gestión y Control. Módulo de Monolineales	Informatización integral y planificación del OBE provincial, incluyendo acceso de la gerencia. Optimización de la

	renovación equipamiento en el OBE Provincial		explotación de circuitos y redes. Programa de Desarrollo.
5	Tener comunicaciones y equipos en OBEs Municipales.	Subsistemas de Planificación y Explotación. Cartografía	Optimización explotación equipos.
6	Cálculo de los presupuestos y control de las inversiones	Subsistema de Planificación	Control de los costos y gastos reales por concepto de mejoras y nuevos servicios, así como mantenimientos y proyectos de retiro. Mejora considerable en la planificación y ejecución de los Presupuestos.
7	Adquirir cartografía base a Geo Cuba y desarrollar un levantamiento detallado de Redes hasta nivel de poste	Subsistema de Explotación, Planificación y Operación	Integración total de la planificación y el control entre los niveles provinciales y municipales. Control de Flota

Actualmente el SIGERE permite integrar de forma automática los resultados de las corridas de los programas técnicos, que se almacenan en la base de datos del SIGERE, con los módulos pertenecientes a los subsistemas que agrupan los análisis y estudios técnicos. Además integra todos los equipos, instalaciones, infraestructuras y acciones que existen o se ejecutan sobre la red de Transmisión y Distribución. El Sistema recoge datos técnicos, económicos y de gestión que facilitan la operación, explotación, estudios, planificación y gestión de las redes.

### 3.1 Información obtenida del SIGERE para actualizar los programas técnicos

En la realización de este estudio se consultó toda la información existente en el SIGERE con la que se actualizaron los circuitos seleccionados para el análisis de la funcionalidad lograda en el intercambio de información entre los programas técnicos y el SIGERE. Fue necesario examinar los módulos mencionados en el capítulo anterior para conocer la situación específica del mes en que se realizó el análisis.

Primero que todo, se consultó el registro de lecturas y facturación del mes de abril para los circuitos de subtransmisión SU1180 y SU3010, distribución primaria SK118 y los

secundarios pertenecientes al circuito distribución primaria. Se investigó el estado de operación de los circuitos de subtransmisión, el estado de la asociación clientes por circuitos y clientes por bancos, la facturación, las existencias de los equipos en la red, los datos nominales de los equipos instalados recientemente y los datos de los nuevos tramos instalados; con el fin de determinar las gráficas de demanda característica de cada circuito para cada estado de carga, se actualizaron los elementos presentes en el terreno, la cantidad de clientes por circuito y banco y la energía facturada en relación con la cantidad de consumidores.

### **3.1.1 Estado de operación de los circuitos elegidos**

Los circuitos de subtransmisión para el período en que se analizaron, mes de abril del presente año, contaban con características especiales:

En el mes de abril el central CAI Melanio, perteneciente al SU1180, se encontraba al final de la zafra (la zafra terminó el 5 de abril). Normalmente este circuito opera conectado a la barra de Tuinucú 33 kV, pero durante la zafra el seccionalizador 1586 se abre y el CAI se conecta directo a la barra de Tuinucú 33 kV, entregando potencia al sistema. El resto del circuito se alimenta de la Fuel SS a través del interruptor 7075 normalmente abierto. Se analizó su operación en zafra, operando normal y además el día 23 de abril por presentar el pico más grande del mes, en esta situación fue necesario que la Fuel SS entregara energía al sistema a través del 1180, gráfico de carga que se explica más adelante. Además este circuito cuenta con una serie de grupos electrógenos que en situación de emergencia pueden entregar energía al sistema, pero en el período que se analizó no fue necesario que entraran a generar.

El SU3010 tiene como característica distintiva emplazamientos de generación distribuida que en horarios picos entrega energía; en condiciones de mínima, al igual que el SU1180, opera solamente conectado a la barra de Tuinucú 33 kV. Este circuito no se ve afectado directamente por el período de zafra, (Anexo II) pues no tiene conexión con el central y en caso de emergencia usualmente es el SU1180 quien asume la carga presente en este circuito, por lo que las variantes que se analizaron fueron con la Fuel SS y la PCHE generando, en condiciones de demanda máxima y sin generar, en condiciones de demanda mínima. Se analizó la variación que provocó la entrada y salida de la generación distribuida, específicamente el día 23 por tener el valor máximo de potencia en el mes; se formó un lazo

entre el SU1180 y el SU3010, a través de la barra Tuinucú 33kV y la barra de la Fuel SS 33 kV, esto se analiza más adelante.

El circuito de distribución primaria escogido, SK118, no presentó variaciones en su configuración para el período de análisis, aunque este puede intercambiar cargas con los circuitos SK115 y SK121.

### 3.1.2 Resultados obtenidos con el módulo de Lecturas

Teniendo en cuenta las características de los circuitos analizados anteriormente (sección 3.1.1), en el módulo de Lecturas se declararon los objetivos para captar los datos de energía de entrada en la subtransmisión. Se definieron las formulas en los reportes configurables con los puntos de medición utilizados (Figura 3.1), estos los define el despacho provincial.

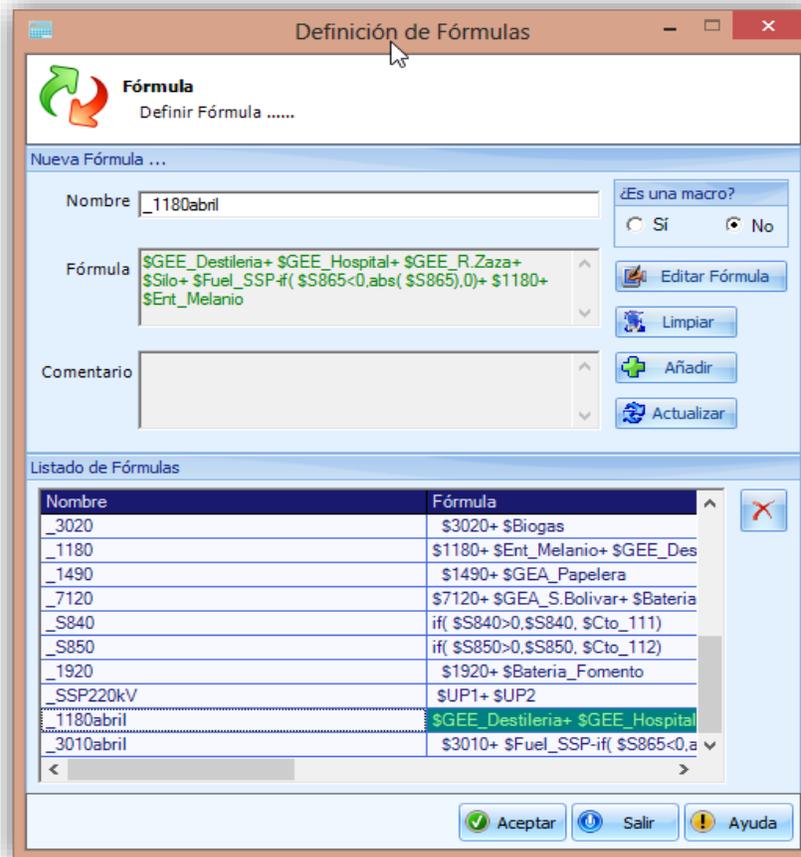


Figura 3.1: Definición de fórmulas con los puntos de medición

En el análisis de los puntos de medición se detectó que en la configuración de los circuitos de subtransmisión no se encuentran instalados dispositivos de medida en las entradas de la Fuel SS a los circuitos SU1180 y SU3010. Solamente se encuentran dispositivos de medición

en la salida de la Fuel SS y el la entrada a la barra de SSP1 110/13.8 kV, solamente se pudo determinar la energía entregada a los dos circuitos analizados por lo que no es posible determinar un gráfico de carga exacto para cada circuito. Las fórmulas utilizadas en el módulo fueron las siguientes:

- I)  $\$3010 + \$Fuel\_SS - \text{if}(\$S865 < 0, \text{abs}(\$S865), 0) + \$PCHE\_Zaza$
- II)  $\$1180 + \$Ent\_Melanio + \$GEE\_Destileria + \$GEE\_Hospital + \$GEE\_R.Zaza + \$Silo + \$Fuel\_SS - \text{if}(\$S865 < 0, \text{abs}(\$S865), 0)$

Donde:

$\$3010$ : Punto de medición en la barra de Tuinucú 33 kV

$\$1180$ : Punto de medición en la barra de Tuinucú 33kV

$\$Fuel\_SS$ : Punto de medición total de la Fuel SS

$\text{if}(\$S865 < 0, \text{abs}(\$S865), 0)$ : Energía entregada por la Fuel SS a SSP1 110/13.8 kV

$\$Ent\_Melanio$ : Punto de medición en la salida del CAI Melanio

$\$GEE\_Destileria + \$GEE\_Hospital + \$GEE\_R.Zaza + \$Silo$ : Puntos de medición de los grupos electrógenos pertenecientes al SU1180.

Las gráficas de cargas obtenidas para las situaciones analizadas fueron las siguientes:



Figura 3.2: Demanda del SU1180 en zafra

La gráfica obtenida el día 23 de abril fue la siguiente:

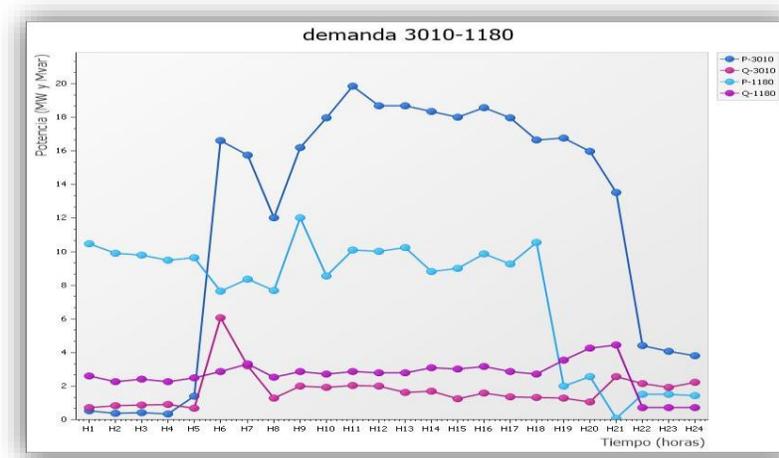


Figura 3.3: Gráfica de demanda del 23 de abril



Figura 3.4: Demanda del SU3010 en el período del 1 al 5 de abril

Además se obtuvieron las curvas de demanda promedio del mes de abril con el fin de analizar su comportamiento normal en un mes:



Figura 3.5: Curvas de demanda promedio del mes de abril

A partir de las lecturas que se obtuvieron del circuito de distribución primaria SK118 referentes a una semana promedio del mes escogido, con el fin de analizar efectivamente el comportamiento de la demanda de cada día de la semana y calcular con mayor exactitud las pérdidas técnicas del mes de abril con el Radial. El gráfico obtenido fue el siguiente:



Figura 3.6: Curva de demanda de la semana promedio

El módulo de Lectura fue imprescindible para la realización de este estudio, pues brinda facilidades para el manejo y análisis de las lecturas captadas de los dispositivos SCADA a través de los reportes configurables, los cuales pueden ser usados en posteriores períodos de tiempo siempre y cuando mantengan las mismas variables. Para obtener los gráficos

analizados, se seleccionaron las lecturas por mes, día de la semana y horas por día. Además se evaluaron las variables como promedio en cada ciclo estudiado. Estas funcionalidades permitieron un análisis mucho más específico para los diferentes estados de operación del sistema eléctrico y los valores que se deseaban obtener. Los resultados alcanzados con este módulo fueron utilizados para el análisis y actualización de los circuitos con los programas técnicos.

### 3.1.3 Resultados obtenidos con el módulo de Servicios

Para el cálculo y el desglose efectivo de las pérdidas es necesario conocer la entrada y la salida de la zona o circuito que se analice, a través del módulo de Servicios podemos contar con los clientes, que serían eslabón final, y su facturación.

Se realizó un estudio para determinar la situación de la facturación histórica de todos los circuitos analizados con el fin de determinar las zonas con mayores problemas. Se detectó una continua variación en la asociación de los clientes a bancos de transformadores y circuitos primarios, lo que dificulta el desglose adecuado de las pérdidas de energía por circuito y banco.

Se detectó que desde el 2013 hasta la fecha se han realizado más de 39000 cambios de clientes por banco en la provincia. En el circuito SK118 se obtuvieron los siguientes resultados:

*Tabla 3.2: Variación de la asociación de clientes-circuitos del SK118*

Mes	Año	Energía	No. de Consumidores
8	2013	454134	2290
9	2013	713146	3510
10	2013	395289	1397
2	2014	383981	1967
3	2014	618772	2226
4	2014	639576	3181

Esta variación de clientes no fue igual en cada circuito del municipio. Después se analizó la relación clientes-bancos de transformadores pertenecientes al circuito analizado, el SB75 y SB77. Se tomaron las asociaciones del mes de abril como verdaderas y el promedio de energía por consumidor se obtuvo asumiendo que los valores de energías mensuales y sus clientes fueron verdaderos en su momento.

*Tabla 3.3: Variación de la asociación de cliente-banco del SB75*

<b>Mes</b>	<b>Año</b>	<b>Energía</b>	<b>No. de Consumidores</b>	<b>Energía por consumidor</b>
<b>8</b>	2013	20757	94	220.82
<b>10</b>	2013	3833	24	159.71
<b>2</b>	2014	3977	24	165.71
<b>3</b>	2014	7343	31	236.87
<b>4</b>	2014	11235	54	208.06

*Tabla 3.4: Variación de la asociación cliente-banco del SB77*

<b>Mes</b>	<b>Año</b>	<b>Energía</b>	<b>No. de Consumidores</b>	<b>Energía por consumidor</b>
<b>8</b>	2013	10347	54	191.61
<b>10</b>	2013	258	1	258
<b>2</b>	2014	212	1	212
<b>3</b>	2014	17215	69	249.49
<b>4</b>	2014	12995	63	206.26

El registro de los meses de septiembre, noviembre, diciembre y enero no se encontró en la base de datos, tampoco se encontraron otros años anteriores debido a la renovación del circuito recientemente. La asociación cliente-banco se considera la más estable del sistema

eléctrico por tanto hasta que no se estabilice esta variación, el balance de energía por zona eléctrica no es factible, pero aun así este estudio representa una forma de hacer dicho balance de una manera más rápida y efectiva.

### 3.2 Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el PSX

En el análisis de la subtransmisión se tuvieron en cuenta las condiciones, variaciones y los datos obtenidos en las secciones anteriores: zafra, pico del 23 de abril y operación normal. Se actualizó el fichero donde se encuentran los circuitos analizados. Se introdujeron los datos de lecturas de los generadores, de las cargas y de los elementos presentes en el terreno. Los resultados de las corridas se muestran a continuación:

*Tabla 3.5: Resultados del SU1180 y SU3010 en zafra*

	3010	1180
Generación total de P(MW)	<b>18.5</b>	<b>3.2</b>
Generación total de Q(Mvar)	<b>3.6</b>	<b>0.1</b>
Carga activa total (MW)	<b>10.1</b>	<b>1.8</b>
Carga reactiva total (Mvar)	<b>3.0</b>	<b>0.6</b>
Pérdidas de P total (MW)	<b>0.8</b>	<b>0.0</b>
Pérdidas de Q total (Mvar)	<b>2.6</b>	<b>0.0</b>
Reserva de P total (MW)	<b>1.0</b>	<b>0.0</b>
Reserva de Q total (Mvar)	<b>5.9</b>	<b>0.0</b>

Tabla 3.6: Resultados del SU1180 y SU3010 en el pico del 23 de abril

	3010	1180
Generación total de P(MW)	19.6	4.4
Generación total de Q(Mvar)	3.5	0.2
Carga activa total (MW)	14.1	4.4
Carga reactiva total (Mvar)	5.0	0.5
Pérdidas de P total (MW)	0.9	0.1
Pérdidas de Q total (Mvar)	2.8	0.1
Reserva de P total (MW)	1.0	0.0
Reserva de Q total (Mvar)	5.9	0.0

Tabla 3.7: Resultados del SU1180 y SU3010 en operación normal

	3010	1180
Generación total de P(MW)	18.6	0.0
Generación total de Q(Mvar)	3.5	0.0
Carga activa total (MW)	10.1	1.2
Carga reactiva total (Mvar)	3.2	0.5
Pérdidas de P total (MW)	0.8	0.0
Pérdidas de Q total (Mvar)	2.8	0.0
Reserva de P total (MW)	0.0	0.0
Reserva de Q total (Mvar)	5.9	0.0

En los resultados se demuestra que a pesar de presentar estas características de demanda, las pérdidas técnicas no son significativas ante las diferentes variaciones en el mes de abril. En

el cálculo realizado con este programa se obtuvieron las pérdidas por zonas eléctricas de manera automática, lo que resulta muy útil para el análisis de la red.

El PSX es una herramienta muy cómoda para la comparación de las variaciones en la configuración de los circuitos, sin embargo la introducción y actualización de datos para los diferentes estados de carga tuvo que realizarse manualmente, esto resulta engorroso y da margen a los errores, sería muy útil elaborar un sistema de importación que permita conectarse a la base de datos del SIGERE y captar de manera automática las lecturas de las subestaciones y las cargas, además se pudieran actualizar los datos de las instalaciones. Es necesario garantizar la compatibilidad del fichero que exporta el PSX con el módulo de Estudios de Sistemas, esto permite guardar los datos de las corridas de manera automática.

### **3.3 Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el Radial**

En el análisis de los circuitos de subtransmisión SU1180 y SU3010 con el Radial, se tuvieron en cuenta las condiciones y los datos obtenidos en las secciones anteriores, en este caso el estado de operación normal. Se actualizaron los datos de los ficheros correspondientes a estos circuitos con los nuevos equipos instalados y tramos añadidos o eliminados. Se trabajó con el gráfico de carga promedio del mes abril del presente año. Los resultados de las corridas de los circuitos se muestran a continuación (Tabla 3.8 y Tabla 3.9).

Tabla 3.8: Resultados del SU1180 en el Radial

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia act. de las cargas	3550	kW	Energía activa de las cargas	56	MW.h
Potencia react. de las cargas	2305	kvar	Energía react. de las cargas	52	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	0	Ckvar	Pérdidas energía act. en líneas	420	kW.h
Factor de potencia	0.84		Pérdidas de energía Cu en transf.	340	kW.h
Factor de carga	0.64		Pérdidas de energía Fe en transf.	846	kW.h
Pérdidas activas en líneas	30	kW	Pérdidas totales de energía	1606	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	50	kvar	% de pérdidas de potencia de Distribución	3	%
Pérdidas de cobre en transf.	31	kW	% de pérdidas de energía de Distribución	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	35	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérdidas totales de potencia activa	97	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Tabla 3.9: Resultados del SU3010 en el Radial

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia act. de las cargas	10342	kW	Energía activa de las cargas	67	MW.h
Potencia react. de las cargas	3243	kvar	Energía react. de las cargas	-4	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	0	Ckvar	Pérdidas energía act. en líneas	3775	kW.h
Factor de potencia	0.96		Pérdidas de energía Cu en transf.	656	kW.h
Factor de carga	0.27		Pérdidas de energía Fe en transf.	1651	kW.h
Pérdidas activas en líneas	592	kW	Pérdidas totales de energía	6081	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	972	kvar	% de pérdidas de potencia de Distribución	7	%
Pérdidas de cobre en transf.	99	kW	% de pérdidas de energía de Distribución	8	%
Pérdidas de hierro en transf.	69	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérdidas totales de potencia activa	760	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Para el análisis del circuito SK118 se confeccionaron un total de siete ficheros, con las lecturas típicas de la semana promedio del mes. Las siete fueron para determinar las pérdidas totales y la influencia de los días de la semana en el comportamiento de las mismas. Los resultados de estas corridas se muestran en el Anexo IV.

El proceso de intercambio de datos con el SIGERE no presentó problemas, pues el Radial cuenta con un sistema que nos permite exportarlos resultados de las corridas (Figura 3.7), los resultados se guardaron sin dificultades en la base de datos, se reconocieron los 2 depósitos en cada uno de los circuitos de subtransmisión analizados, los 7 depósitos en el SK118.



Figura 3.7: Botón de exportación de resultados al SIGERE

En este proceso se consumió una gran cantidad de tiempo en la confección de los ficheros con las características de operación, fueron unos 6 días escribiendo las actualizaciones. Resultaría muy útil que el programa pudiera captar las lecturas de las subestaciones o implementar una forma de cargar estos valores de forma más sencilla.

### 3.4 Análisis del intercambio de datos entre el SIGERE y el WinGeneral

Teniendo en cuenta lo descrito en la sección 3.1.3 en cuanto a la asociación de los clientes por banco de transformador y la facturación de cada uno, se analizaron los secundarios

pertenecientes al SK118, el cual cuenta con 138 bancos de transformadores de ellos se tomó una muestra de 26 secundarios y se realizaron las corridas (Figura 3.8).

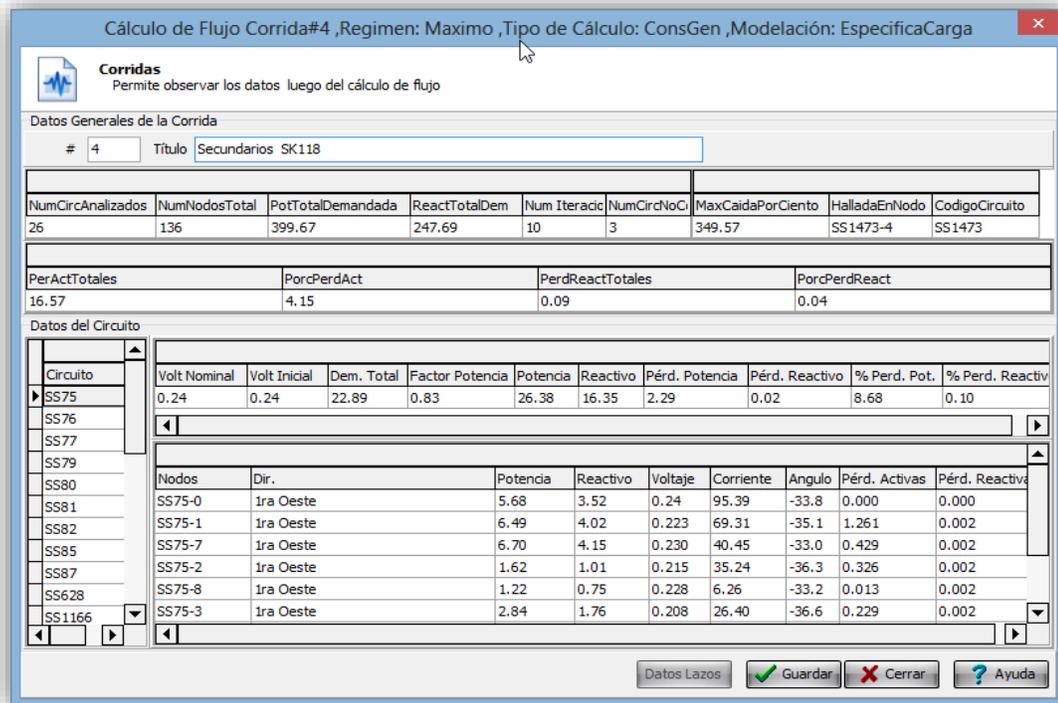


Figura 3.8: Resultados de la corrida del WinGeneral

La etapa de actualización de los circuitos fue de forma más dinámica mediante el proceso de sincronización descrito anteriormente en el capítulo 2. El programa reconoció todos los datos de los circuitos existentes en la base de datos, el problema se presentó en que los datos de los secundarios existentes en el SIGERE no tenían el grado de actualización adecuado, esto provocó resultados que no tienen sentido en los bancos con problemas. Los resultados obtenidos se registraron satisfactoriamente a través del módulo de Circuitos y se pudieron asociar a los obtenidos por el Radial, esto permite zonificar los lugares con mayores problemas.

Este programa presenta una alta conectividad con el SIGERE en ambos sentidos, pues es un módulo que pertenece a él. En el análisis de los secundarios también sería factible si se pudiera trabajar con los valores de energía acumulada en los metrocontadores, además de trabajar con potencia, ya que son los datos más comunes en este nivel de voltaje.

### 3.5 Estudio de Sistemas

Este módulo es el encargado de la realización de los balances de energía con la información obtenida de los resultados de la captación de la energía, los programas técnicos y la facturación de los clientes. Actualmente todos los balances en este módulo tratan las pérdidas como pérdidas globales de energía, no existe el desglose de pérdidas técnicas y comerciales. Esto se hace de forma manual a pesar de registrar los resultados del PSX y contar con el módulo de Circuitos que guarda todas las corridas del Radial y WinGeneral en la base de datos para su uso.

Para lograr el desglose de las pérdidas técnicas de las comerciales, se utilizó el editor de reportes configurables (Figura 3.9). Este es similar al utilizado en el módulo de Lecturas. Se efectuaron varios reportes configurables para los tres niveles de voltaje analizados. Se logró obtener el desglose de las pérdidas a partir de las lecturas y la facturación de los clientes por zona, ya sean de subtransmisión, distribución primaria o secundaria.

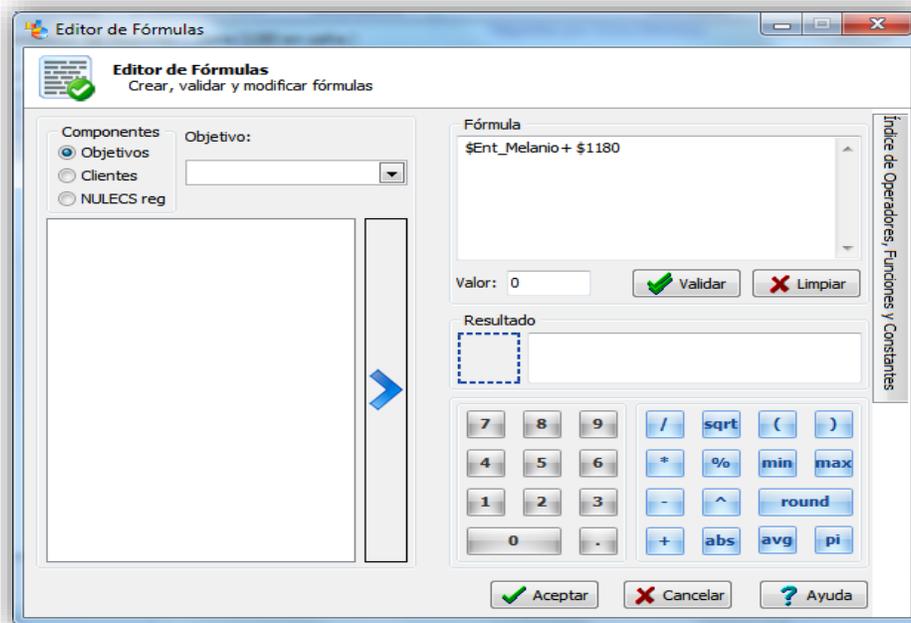


Figura 3.9: Editor de fórmulas del reporte configurable

Las lecturas de energía y la facturación de acuerdo a circuitos primarios y secundarios no presentaron problemas a la hora de ser importados automáticamente, los problemas surgieron por los errores en la asociación clientes por circuito primario y banco que se explicó con anterioridad en el epígrafe 3.1.3. Para el caso de la importación de los datos de las pérdidas

técnicas calculadas por los programas técnicos las reconoce como un valor puntual y no permite escoger que pérdidas técnicas se desean incluir en el balance. (Tabla 3.10)

Tabla 3.10: Resultados del reporte configurable

	Energía de Entrada	Facturación	Pérdidas Globales	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Comerciales
SK118-MES	1404.2	1053.9	350.3	44.16	306.14
SB75-MES	13.1	11.24	1.86	0.4	1.46
SB77-MES	6.5	13	-6.5	0.42	-6.92

Además se realizaron los balances secundarios de los bancos de transformadores metrados pertenecientes al circuito (Tabla 3.11). Este balance no cuenta con el desglose de las pérdidas técnicas y comerciales pues a pesar de estar guardados los resultados de las corridas del WinGeneral en la base de datos, Estudio de Sistemas no tiene implementado utilizar estos resultados para realizar cálculos a través de los balances, solo los muestra. A partir de los reportes configurables sí pueden obtenerse los desgloses, estos cargan todo de forma automática menos las pérdidas técnicas. Se comprobó que en los balances secundarios los valores de energía de entrada a los secundarios y las pérdidas globales coinciden con los obtenidos en el reporte configurable.

Tabla 3.11: Resultados del balance secundario

	Sigla	UM	SB75	SB77	SB87
<b>Energía Disponible en el Banco T</b>	Etb	MWh	13.1	6.5	0
<b>Facturación Clientes por Banco T (Ftb=CSR+CSEM+CSEm+CE)</b>	Ftb	MWh	11.3	16.4	10.5
<b>Facturación Total Sector Residencial</b>	CSR	MWh	11.3	13.3	10.5
<b>Facturación Total Sector Estatal Mayor</b>	CSEM	MWh	0	0	0
<b>Energía Disponible en el Banco T</b>	Etb	MWh	14.1	6.6	0
<b>Facturación Clientes por Banco T (Ftb=CSR+CSEM+CSEm+CE)</b>	Ftb	MWh	11.3	16.5	0
<b>Pérdidas en el Banco T (Pb=Etb- Ftb)</b>	Pb	MWh	1.8	-9.9	-10.5
<b>Porcentaje de Pérdidas en el Banco T (%Pb=(Pb/Etb)*100)</b>	%Pb	%	13.74	-152.3	0

Los valores negativos se deben a los errores de asociación cliente-banco que presentan algunos de los secundarios metrados. Sin embargo ya el SB75 se encuentra bien codificado, de acuerdo a el rango que se escoge en el departamento de comerciales de que el por ciento de las pérdidas debe estar entre un 3 y 20% para que tenga sentido la lectura que está captando el metro.

También se realizó el balance eléctrico por estructura administrativa (Tabla 3.12), donde se visualiza el desglose de las pérdidas por circuitos. Los valores negativos se deben, igual a lo que se explicó anteriormente, a la asociación de los clientes. Estos errores al final se compensan cuando se hace el balance a nivel de municipio, o sea a nivel de estructura administrativa. (Anexo V).

La realización de estos dos balances (Tabla 3.11 y Tabla 3.12) demuestra que la obtención del desglose de pérdidas técnicas y comerciales es posible mediante los reportes configurables que brinda el módulo de Estudios de Sistemas.

Tabla 3.12: Resultados del balance eléctrico por estructura administrativa

Circuito(s) Primario(s) / Desconectivo Principal			SK116	SK117	SK118	SK119	SK121
Estructura Admin: UEB OBE Sancti Spíritus	<b>Sigla</b>	<b>UM</b>	<b>S915</b>	<b>S920</b>	<b>S925</b>	<b>S930</b>	<b>S940</b>
Energía Entregada a Distribución	<b>Eed</b>	<b>MWh</b>	<b>551.7</b>	<b>1358.7</b>	<b>1404.2</b>	<b>1748.2</b>	<b>987.4</b>
Transferencia Entregada en Distribución	<b>T2</b>	<b>MWh</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Energía Total Disponible en el Circuito (Etc=Eed -T2)	<b>Etc</b>	<b>MWh</b>	<b>551.7</b>	<b>1358.7</b>	<b>1404.2</b>	<b>1748.2</b>	<b>987.4</b>
Facturación Clientes por Circuito(Ftc=CSR+CSEM+CSEm+CE)	<b>Ftc</b>	<b>MWh</b>	<b>462.2</b>	<b>1404.1</b>	<b>1053.9</b>	<b>1075.5</b>	<b>833.6</b>
Facturación Total Sector Residencial	<b>CSR</b>	<b>MWh</b>	<b>386.7</b>	<b>944.7</b>	<b>829.8</b>	<b>707.8</b>	<b>528.7</b>
Facturación Total Sector Estatal Mayor	<b>CSEM</b>	<b>MWh</b>	<b>49.6</b>	<b>49.2</b>	<b>150.3</b>	<b>289.8</b>	<b>225.4</b>
Facturación Total Sector Estatal menor	<b>CSEm</b>	<b>MWh</b>	<b>25.9</b>	<b>410</b>	<b>43</b>	<b>77.9</b>	<b>60.2</b>
Consumo Total Empresa	<b>CE</b>	<b>MWh</b>	<b>0</b>	<b>0.2</b>	<b>30.9</b>	<b>0</b>	<b>19.3</b>
Pérdidas en Circuito de Distribución (Pcd=Etc-Ftc)	<b>Pcd</b>	<b>MWh</b>	<b>89.5</b>	<b>-45.4</b>	<b>350.3</b>	<b>672.7</b>	<b>153.7</b>
Porcentaje de Pérdidas en Circuito de Distribución (%Pcd=(Pcd/Etc)*100)	<b>%Pcd</b>	<b>%</b>	<b>16.22</b>	<b>-3.34</b>	<b>24.95</b>	<b>38.48</b>	<b>15.57</b>

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

Este trabajo en sí es un análisis de la funcionalidad obtenida con el SIGERE y los programas técnicos en el intercambio de información, orientado al desglose de las pérdidas técnicas y comerciales. En el análisis de los resultados se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- 1 Se comprobó que todos los valores de los cálculos realizados por el módulo Estudio de Sistemas, a partir de los balances que brinda el mismo, son fiables, pues dan exactamente iguales que los obtenidos de forma manual, quedando demostrada la funcionalidad del sistema SIGERE.
- 2 En el proceso de exportación del PSX hacia el SIGERE se encontró un error de compatibilidad en el fichero que exporta el programa hacia la base de datos, provocando que los resultados no se cargaran correctamente.
- 3 En la investigación de las asociaciones clientes-banco de transformador y circuitos con los módulos de Servicios se encontró una variación continua de estas asociaciones, debido a que todavía se están registrando y corrigiendo errores de las nuevas modificaciones de la red, lo que imposibilitó el desglose de pérdidas adecuado en parte de los circuitos escogidos.
- 4 Aunque quedó demostrada la funcionalidad del SIGERE quedan metas por vencer, en el campo de la interconexión con los programas técnicos, ya que existen algunos problemas en el intercambio de datos con los programas técnicos.
- 5 No se identificaron valores elevados de pérdidas en las zonas analizadas, debido a la renovación de los circuitos que han cumplido con el objetivo de disminuirlas.
- 6 Con el módulo de Lectura se obtuvo que los días laborables el consumo de energía es mayor y que los fines de semana, en el circuito SK118, compuesto principalmente por cargas residenciales en su mayoría.

### Recomendaciones

- 1 Es necesaria la actualización sistemática de la base de datos del SIGERE, pues la información no se encuentra en un estado de actualización óptimo y se dificulta mucho el trabajo con los módulos.

- 2 Sería ideal que a partir de la información almacenada en la base de datos del SIGERE, los programas técnicos se actualizaran de forma automática, esto representaría una reducción del tiempo de actualización de los ficheros y la disminución de errores cometidos por el personal.
- 3 Para el análisis de la distribución secundaria fuese bueno que el WinGeneral también trabajara con valores de energía, pues actualmente son los más fáciles de obtener.
- 4 En la realización de los balances de energía en el módulo de Estudio de Sistemas, que sea posible importar las pérdidas técnicas para poder incluirlas en los balances por estructura administrativa o circuitos.
- 5 Se hace necesario la instalación de un dispositivo de medición en el alimentador de la Fuel SS. a uno de los circuitos SU1180 y SU3010 para el caso de que se forme un lazo entre la barra de Tuinucú 33kV y la Fuel SS., con el objetivo de captar las lecturas en ese estado de operación y tener un control más preciso.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Autores, C. D. (2007). *"Direccion integrada del proyecto SIGE"*.
- Autores, C. d. (2009). *"Manual PSX version 2.87"*. Santa Clara, Villa Clara.
- Campbell, D. P. (1990). *"Elecgric Power Distribution System Operations"*. Alexandria: Naval Facilities Engineering Command.
- Casas, L. (1978). *"Sistemas electroenergéticos"* (Vol. vol 2). ENSPES.
- Casas, L., & Leyva, J. A. (2004). *"Sistemas para cálculos en redes de distribución primaria"* (Vol. XXV).
- Díaz, M. T. (2008). *"Manual de usuario SIGECO"*. Ciego de Ávila.
- E. Haq, X. W. (2008). *"Aplication of CIM Extensions Principles and Gide-lines in Modeling CAISO Market System"*.
- Fernández, R. (1992). "Sistema Integral de Distribución". *Informática 92*. Habana.
- Fernández, R. (1994). "Programa "Análisis General de Redes Radiales"". *VIII Forum Nacional de Ciencia y Tecnica*.
- Fernández, R. (2011). *"Informatización de la Gestión de Redes"*. Santa Clara.
- Griffel, P. D. (2002). *"Le système d'information un atout majeur dans la compétition"* (Vol. 7).
- J. A. Sanchez, A. E. (2010). "Analisis del estado del arte y de la practica en la aplicacion del modelo CIM en empresas electricas". *Tendencias Tecnológicas*, 55-60.
- Kersting, W. H. (2002). *"Distribution system modeling and analysis"*. Boca Raton London New York: CRC Press.
- Laplante, P. A. (2000). *"Electrical Engineering Dictionary"*.
- McMorran, A. W. (2007). *"An introduction to IEC 61970-301 and 61968-11: The Common Information Model"*. University of Strathclyde, Institute for Energy and Environment, UK.
- Natarajan, R. (2002). *"Computer-Aied Power Sistem Analysis"*. Marcel Dekker.

---

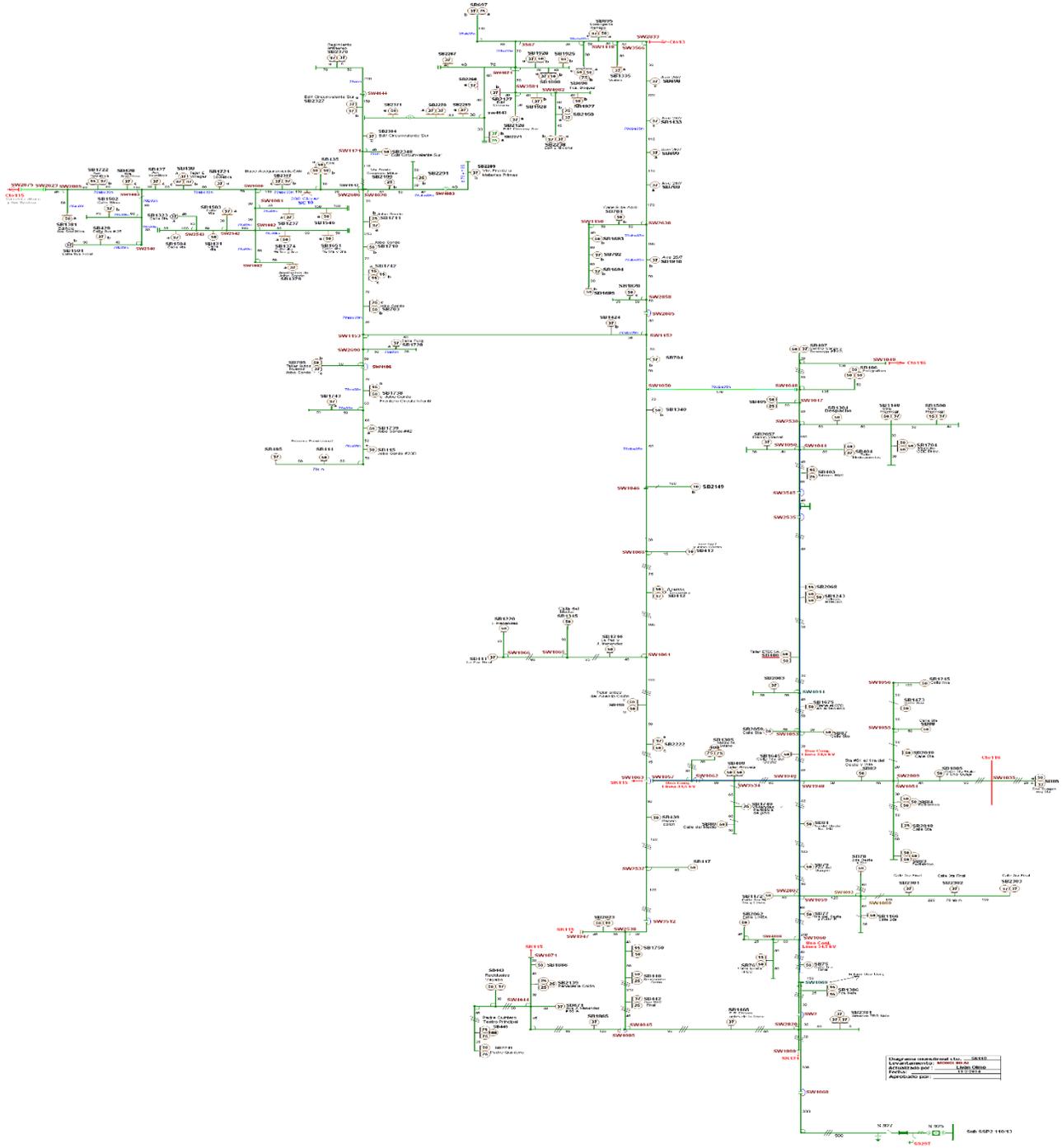
Roman. (2005).

Teng, J. (2008). "*Modelling distributed generation in three-phase distribution load flow*" (Vol. 2). IET.

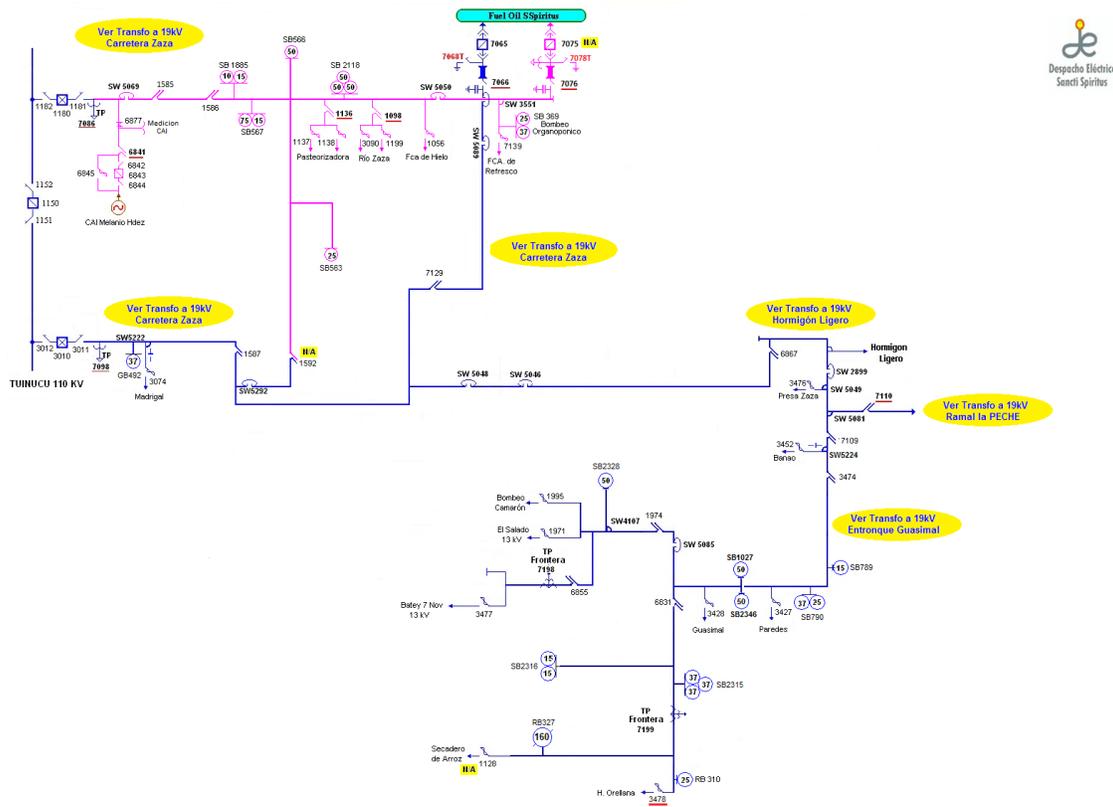
# ANEXOS

## Anexo I Monolineal del SK118

FIGURA 1.1. MONOLINEAL DEL SK118  
SEMANA



## Anexo II Monolineal del SU1180 y SU3010

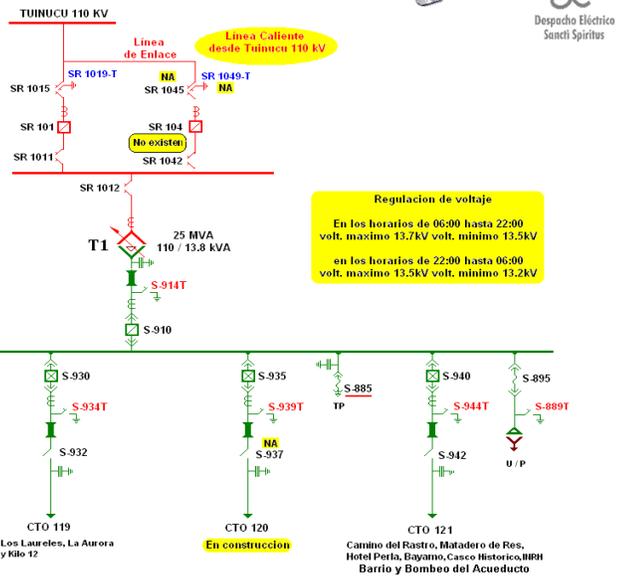


## Anexo III Monolineal de la subestación SSP-2, origen del SK118

### Sancti Spiritus 2 110 / 13.8 kVA

Fecha: 07 / 12 / 2010

Medios de Comunicación	
Teléfono:	52862544
Trunking:	213 3264 342



## Anexo IV Resultados de las corridas de la semana promedio de abril

### Lunes

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2972	kW	Energía activa de las cargas	45	MW.h
Pot. react. de las cargas	995	kvar	Energía react. de las cargas	17	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	287	kW.h
Factor de potencia	0.97		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.63		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	30	kW	Pérdidas totales de energía	1483	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	37	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	26	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	83	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

### Martes

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2957	kW	Energía activa de las cargas	45	MW.h
Pot. react. de las cargas	981	kvar	Energía react. de las cargas	18	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	290	kW.h
Factor de potencia	0.98		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.64		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	29	kW	Pérdidas totales de energía	1486	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	37	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	26	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	83	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

### Miércoles

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	3041	kW	Energía activa de las cargas	45	MW.h
Pot. react. de las cargas	839	kvar	Energía react. de las cargas	17	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	282	kW.h
Factor de potencia	0.99		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.61		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	31	kW	Pérdidas totales de energía	1477	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	38	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	28	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	87	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

### Jueves

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2823	kW	Energía activa de las cargas	43	MW.h
Pot. react. de las cargas	955	kvar	Energía react. de las cargas	17	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	269	kW.h

Factor de potencia	0.98		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.63		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	27	kW	Pérdidas totales de energía	1464	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	33	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	24	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	79	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

## Viernes

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2397	kW	Energía activa de las cargas	44	MW.h
Pot. react. de las cargas	933	kvar	Energía react. de las cargas	18	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	275	kW.h
Factor de potencia	0.97		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.63		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	23	kW	Pérdidas totales de energía	1470	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	35	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	25	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	23	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	31	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

## Sábado

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2785	kW	Energía activa de las cargas	44	MW.h
Pot. react. de las cargas	956	kvar	Energía react. de las cargas	17	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	270	kW.h
Factor de potencia	0.97		Pérd. de energía Cu en transí.	533	kW.h
Factor de carga	0.66		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	26	kW	Pérdidas totales de energía	1465	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	33	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	24	kW	X de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	77	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

## Domingo

Concepto	Valor U/M	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	2803	kW	Energía activa de las cargas	43	MW.h
Pot. react. de las cargas	814	kvar	Energía react. de las cargas	16	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	300	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	260	kW.h
Factor de potencia	0.98		Pérd. de energía Cu en transí.	532	kW.h
Factor de carga	0.64		Pérd. de energía Fe en transí.	662	kW.h
Pérdidas activas en líneas	26	kW	Pérdidas totales de energía	1454	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	33	kvar	X de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de cobre en transí.	25	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transí.	28	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	79	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

## Anexo V Balance por estructura administrativa (municipio)

Reporte de Pérdidas de Energía por Estructura Administrativa Sistema Integral de Gestión de Redes

Módulo de Estudios de Sistema

Confeccionado por:

Yoanni Fdez Guevara

Fecha: 18/06/2014

### Balance de Energía y Cálculo de las Pérdidas de las Empresas Eléctricas

Estructura Administrativa: UEB OBE Sancti Spiritus	Sigla	UM	Mes 04	Año 2014	Año Móvil
Energía Consumida en Distribución	Etd	MWh	18507.8	71544.7	220736.6
Facturación de Alta Tensión, sólo clientes exclusivos a 110 ó 220 KV	Ftat	MWh	0.0	0.0	0.0
Energía Total en la red	Et	MWh	18507.8	71544.7	220736.6
Sistemas Aislados (Generación neta o entrega)	E1sa	MWh	0.0	0.0	0.0
Energía Total Facturada, incluidos Sistemas Aislados y Alta Tensión	Ft	MWh	15897.1	60996.5	186170.1
Facturación Total Sector Residencial	CSR	MWh	10212.1	38920.8	158512.5
Facturación Total Sector Estatal Mayor	CSEM	MWh	3826.9	14530.5	18189.3
Facturación Total Sector Estatal menor	CSEm	MWh	1640.5	6714.6	8399.6
Consumo Total Empresa	CE	MWh	217.6	830.5	1068.7
Facturación Clientes en Distribución	Ftd	MWh	15897.1	60996.5	186170.1
Facturación en Sistemas Aislados (considerada en la Ftd)	Fsa	MWh	2.6	2.6	2.6
Pérdidas Totales	Pt	MWh	2610.7	10548.2	34566.5
Porcentaje de Pérdidas Totales	%Pt	%	14.11	14.74	15.66
Pérdidas de Sistemas Aislados	Psa	MWh	-2.6	-2.6	-2.6
Porcentaje de Pérdidas de Sistemas Aislados	%Psa	%	0.00	0.00	0.00
Pérdidas sin Sistemas Aislados	Pssa	MWh	2613.3	10550.8	34569.1
Porcentaje de Pérdidas sin Sistemas Aislados	%Pssa	%	14.12	14.75	15.66
Pérdidas en Distribución	Ptd	MWh	2610.7	10548.2	34566.5
Porcentaje de Pérdidas en Distribución	%Ptd	%	14.11	14.74	15.66

Elaborado por: \_\_\_\_\_

Firma:

Aprobado por:

Firma:

Director General Empresa Eléctrica