

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MEJORAMIENTO DEL RENDIMIENTO Y CONTROL DEL SNI DEL INDE
MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UN SCADA**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE RIVERA ARROYO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO EN CIENCIAS Y SISTEMAS

GUATEMALA, 23 DE OCTUBRE DE 1997

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA

Decano	Ing. Herbert René Miranda Barrios
Vocal 1º	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
Vocal 2º	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
Vocal 3º	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
Vocal 4º	Br. Victor Rafael Lobos Aldana
Vocal 5º	Br. Wagner Gustavo López Cáceres
Secretaria	Ing. Gilda Marina Castellanos de Illescas

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO

Decano	Ing. Jorge Mario Morales González
Examinadora	Inga. Anaí Linares Méndez
Examinador	Ing. Sergio Mario Silva Lorenzana
Examinador	Ing. Erick Eliacib López Roldán
Secretario	Ing. Edgar Aurelio Bravatti Castro

A mi esposa Norma Ninette

*A mis hijos:
Jorge Alberto
María Andrea
José Eduardo*

A mis padres

Ing. Mario E. Santos
6ª Calle 1-36 Zona 10
Edificio Valsari, 9º Nivel
Ciudad de Guatemala
Tel. 332-3208 Fax: 331-3836
e-mail: informa@guate.net

Guatemala, 1º de Agosto de 1997

Ing.
Jorge Luis Alvarez
Director de la Escuela de Sistemas
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos
Presente

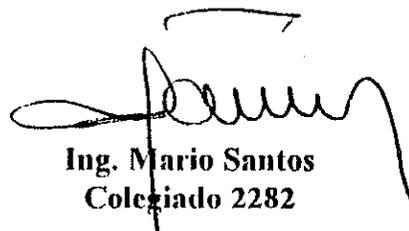
Estimado Ing. Alvarez:

Me es grato informarle que he trabajado como asesor de proyecto de graduación del Sr. Jorge Rivera Arroyo. Su trabajo está titulado "Mejoramiento del Rendimiento y Control del Sistema Nacional Interconectado del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala por Medio de la Implementación de un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos".

Luego de haber revisado el documento, adjunto a la presente, he dado mi aprobación final de su contenido, organización y presentación.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,


Ing. Mario Santos
Colegiado 2282

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central



Guatemala, 23 de Septiembre de 1997

FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

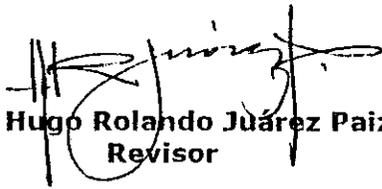
Ing.
Jorge Luis Alvarez
Ingeniería en Ciencias y Sistemas
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ing. Alvarez:

Por este medio me permito hacer de su conocimiento, que he procedido a revisar el trabajo de tesis titulado "Mejoramiento del rendimiento y control del SNI del INDE mediante la implementación de un SCADA", elaborado por el estudiante Jorge Rivera Arroyo. A mi juicio, el mismo cumple con los objetivos propuestos para su desarrollo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,


Ing. Hugo Rolando Juárez Paiz
Revisor



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala,
2 de octubre de 1,997
REF.: CS.090.97

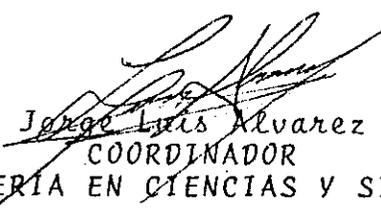
Ingeniero
Herbert René Miranda Barrios
Decano, Facultad de Ingeniería

Señor Decano:

Atentamente me dirijo a usted, para informarle que después de conocer el dictamen del Asesor del trabajo de tesis del estudiante JORGE RIVERA ARROYO, titulado MEJORAMIENTO DEL RENDIMIENTO Y CONTROL DEL SNI DEL INDE MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UN SCADA, procedo a la autorización del mismo.

Atentamente,

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

Ing. 
COORDINADOR
INGENIERIA EN CIENCIAS Y SISTEMAS

JLAM/edj

c.c. Archivo





FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la autorización por parte del Coordinador de la Carrera de Ingeniería en Ciencias y Sistemas, al trabajo de tesis titulado MEJORAMIENTO DEL RENDIMIENTO Y CONTROL DEL SNI DEL INDE MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UN SCADA, presentado por el estudiante universitario JORGE RIVERA ARROYO, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

*Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano de la Facultad de Ingeniería*

Guatemala, octubre de 1997



Indice general

LISTA DE FIGURAS	iv
GLOSARIO	v
INTRODUCCION	viii
1. SCADA	1
1.1 El proyecto del INDE	1
1.2 Información básica sobre SCADA	3
1.3 Definición general	4
1.4 La adquisición de datos	7
1.5 Duplicación en la adquisición de datos	9
1.6 Transmisión de datos	9
1.7 Potencial de tierra y ruido	11
1.8 Costo de adquisición	11
1.9 Distribución automatizada	13
1.10 Toma de decisiones: ¿es mejor en DA o en SCADA?	14
2. EL PROYECTO DEL INDE	15
2.1 Justificación de la adquisición e implementación del SCADA del INDE ..	15
2.2 ¿Qué beneficios se obtienen de la utilización de un sistema SCADA? ...	17
2.3 Planteamiento del problema	17
2.4 Alcance y limitaciones del proyecto	18
2.5 Sistema nacional interconectado	19
2.6 Ubicación de terminales remotas en el SNI	22
3. EL SISTEMA RANGER	23
3.1 La selección del sistema SCADA	23
3.2 Configuración y características	26
3.2.1 Hardware	26

3.2.2 Software	28
3.2.3 Base de datos integrada	29
3.2.4 Software de aplicaciones	30
3.2.5 Software de SCADA	30
3.2.6 Software de mantenimiento y compilación del sistema	32
3.3 Operación: generación y mantenimiento de bases de datos	32
3.3.1 Población de las estructuras de datos fuente	34
3.3.2 Generación de la base de datos del sistema	35
3.3.3 Traducción de displays	35
3.3.4 Activación de la base de datos	37
3.4 Modificación en línea de la base de datos	37
3.5 Ejemplo de estructura de datos: puntos analógicos	38
3.6 Análisis de disturbios (DAL)	40
3.7 Sistema de control de generación	41
3.8 Procedimiento de entrega y aceptación del sistema: FAT y SAT	44
4. COMUNICACIONES	50
4.1 Protocolos de comunicación	50
4.2 Descripción de los mensajes de transmisión del protocolo Telegyr 8979 ..	54
4.3 Medios de comunicación	59
5. MANTENIMIENTO Y EXPANSIÓN	62
5.1 Soporte y mantenimiento	62
5.2 Mantenimiento del sistema Ranger	62
5.3 Procedimiento para la atención de fallas del equipo	64
5.4 Expansiones futuras	66
5.5 Beneficios del sistema redundante	67
5.6 Expansión propuesta	69
6. ADMINISTRACION	73
6.1 Adquisición y administración del sistema SCADA	73
6.1.1 Requerimientos estratégicos deseables en un nuevo proyecto de SCADA	73
6.1.1.1 Estrategia tecnológica	75
6.1.1.1.1 Arquitectura	75
6.1.1.1.2 Se requieren riesgos mínimos	75
6.1.1.1.3 Distribución de la inteligencia	75
6.1.1.2 Costos y beneficios	76
6.1.1.2.1 Estrategia de contratación	76
6.1.1.2.2 Equipo existente	76
6.1.1.2.3 Planeamiento y programación	76
6.1.1.3 Implementación	77
6.1.1.3.1 Estándares externos	77

6.1.1.3.2 Estándares internos	77
6.1.1.3.3 Manejo de datos	77
6.1.1.4 Impacto organizacional	78
6.1.2 Consideraciones de seguridad física y acceso remoto por medio del WEB	79
6.1.3 Prevención de desastres	80
6.1.4 Administración del sistema SCADA	82
6.1.5 Entrenamiento continuo a los usuarios	83
6.1.6 Comunicación confiable por módem	84
6.1.7 Objetivos para el futuro: Sistema de Control de Generación ...	84
6.1.8 Contrato de mantenimiento	85
6.1.9 Acceso remoto para compartir información	85
6.1.10 Mejoramiento de las comunicaciones con las RTUs	85
6.1.11 Disciplina en el respaldo de información	86
6.1.12 Se debe prevenir la obsolescencia	86
 CONCLUSIONES	 x
 RECOMENDACIONES	 xiv
 BIBLIOGRAFIA	 xv
Bibliografía adicional: lista de correo de SCADA en Internet	xviii
 APENDICES	 xix
Apéndice A: Prueba de confianza (Baseline Ranger confidence test)	xix
Apéndice B: Inventario de equipo de cómputo del sistema SCADA del INDE .	xvii
Apéndice C: Características técnicas de el sistema AlphaServer 400 4/233	xviii
Apéndice D: Características técnicas del AlphaServer 400 4/233 en números	xxix

Lista de figuras

Figura 1: Circuito eléctrico simple	3
Figura 2: Sala de mandos	4
Figura 3: Interface gráfica	5
Figura 4: Diagrama unifilar de la subestación Guatesur	6
Figura 5: Sistema típico de adquisición de datos	7
Figura 6: Pantalla de demanda y generación de energía	8
Figura 7: Diagrama de red troncal del SNI	21
Figura 8: Ubicación geográfica de RTUs en el SNI	22
Figura 9: Sistema Ranger SCADA del INDE, 1985-1997	27
Figura 10: Ejemplo de pantalla con cuatro ventanas	31
Figura 11: Diagrama unifilar de estación Volcán de Agua	36
Figura 12: Ejemplo de displays generados con DISGEN	37
Figura 13: Listado de canales de comunicación para las RTUs	53
Figura 14: Expansión del sistema Ranger SCADA del INDE, 1997	68
Figura 15: Diagrama unifilar	80
Figura 16: Ejemplo de reporte de análisis de disturbios	xii
Figura 17: Ejemplo de reporte de análisis de disturbios (continuación)	xiii
Figura 18: AlphaServer 400 4/233	xxix

Glosario

AGC	Automatic Generation Control. Software de control automático de generación de electricidad.
Bandwidth	Ancho de banda de una frecuencia o medio de comunicación.
BNM	Bailey Network Management (anteriormente NMTI), empresa proveedora de hardware y software para el SCADA de el INDE. Es una empresa del consorcio Elsag-Bailey.
CENADO	Centro Nacional de Operaciones del INDE.
Closed-loop	Circuito cerrado. Configuración de comunicación entre dispositivos en un área geográfica muy pequeña.
DAL	Utilería de Análisis de Disturbios.
DCS	Distributed Control System. Sistema de control distribuido, de similares características al SCADA para lugares con un área delimitada no muy grande.
Diagrama unifilar	Diagrama que representa el cableado eléctrico en un circuito.
Display	Diagrama presentado en la pantalla de la computadora.
ED	Economic Dispatch o Despacho Económico.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.
EMS	Energy Management System o Sistema de Administración de Energía.
ESA	Energy Scheduling and Accounting o Planificación y Contabilidad de Energía.

Ethernet	Conjunto de reglas y estándares que norman la configuración de una red de computadoras.
Failover	Configuración computacional que contempla equipo de respaldo que empieza a funcionar automáticamente cuando falla el sistema principal.
Fibra óptica	Cable de vidrio y los periféricos asociados en los que se transmiten fotones a alta velocidad, en lugar de electrones como en los cables de cobre, para comunicar dos dispositivos.
GPS	Geographic Positioning System o Sistema de Posicionamiento Geográfico. Sistema para consultar las coordenadas geográficas donde se encuentra instalado el mismo.
Host	Computadora conectada a una red que permite el acceso de usuarios desde otras computadoras o terminales.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Internet	Red mundial de información. Medio de comunicación por medio de computadoras para el intercambio de información.
LAN	Local Area Network. Red de área local de computadoras.
Logging	Acción de anotar un evento en orden cronológico en una bitácora.
Mapboard	Diagrama iluminado del SNI que se coloca en la pared de una sala de mandos para fácil referencia de los operadores.
MMC	Man Machine Console. Consola del operador.
Mouse	Dispositivo apuntador del cursor de un computador.
MTU	Master Terminal Unit. Estación maestra o computadora central para el monitoreo y control de datos y elementos remotos.
NMTI	Network Management Technology, Inc. Ver BNM.
Notebook	Tipo de computadora personal portátil del tamaño de un cuaderno.

Open-loop	Circuito abierto. Configuración de comunicación entre dispositivos en un área geográfica grande.
PCP	Physical Channel Port o Puerto Físico de Comunicación. Puerto a donde se conecta un módem que comunica una RTU con el sistema central.
PLC	1. Controlador lógico programable. 2. Power Line Carrier, medio de comunicación de señales de radio por líneas de alta tensión.
Ranger	Marca comercial del sistema SCADA instalado en el INDE.
RAS	Ranger Application Server, servidor de aplicaciones del sistema Ranger.
RDAS	Ranger Data Acquisition Server, servidor de adquisición de datos del sistema Ranger.
RTU	Unidad terminal remota. Dispositivo para recolectar y enviar datos de el comportamiento de los componentes eléctricos de una subestación a un sistema SCADA.
SCADA	Sistema de control supervisorio y adquisición de datos.
SNI	Sistema nacional interconectado de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación.
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol o Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo del Internet. Protocolo de comunicación de redes de computadoras, sobre el cual está basado el Internet.
Trend(ing)	Utilería para graficar en la pantalla las tendencias del comportamiento de ciertos datos en un período de tiempo.
Trigger	Evento que inicia la ejecución automática de un proceso.
Switch	Interruptor.
WEB	Ver Internet.

Introducción

SCADA es la denominación que se le da al sistema computarizado con el que una institución generadora y distribuidora de electricidad puede manejar y monitorear su sistema eléctrico. La palabra SCADA viene de sus siglas en inglés Supervisory Control And Data Acquisition, que en español significan Control Supervisorio Y Adquisición de Datos. El SCADA permite poder manejar "a control remoto" los componentes de varias subestaciones o plantas de generación, desde una estación maestra central. Un operador de tal sistema eléctrico ya no tiene que viajar a cada punto controlado a enterarse del rendimiento del sistema, pues todas las mediciones analógicas que reflejan el comportamiento de cada componente las recibe por señales enviadas por terminales remotas a través de un medio de comunicación. Esta habilidad de poder realizar mediciones a distancia se llama telemetría. Dependiendo de la telemetría, el operador puede decidir si vale la pena cambiar el estado de los componentes remotos. Así pues podrá, con unos pocos movimientos del mouse sobre un diagrama unifilar en la pantalla de su computadora, encender o apagar una unidad generadora, o abrir y cerrar interruptores para elegir los caminos alternos que puede tomar la energía eléctrica para llegar a los consumidores, dependiendo de la carga que tenga cada área del sistema eléctrico.

El SCADA puede tener varias aplicaciones de software integradas que hacen que el sistema sea más "inteligente". Estas aplicaciones permiten encontrar la mejor manera de generar electricidad y distribuirla de la manera más económica para reducir costos de producción. Puede también detectar fallas de manera precisa, apuntando al lugar que necesita una rápida atención a donde se puede entonces enviar una cuadrilla de trabajadores que reparen el daño.

El sistema instalado en el INDE es una herramienta que mejora su rendimiento y el de su personal, ya que provee información constante y precisa sobre los signos vitales de todo el sistema eléctrico nacional, ayudando a tomar decisiones rápidas y seguras para brindar un buen servicio a los consumidores.

El objetivo principal de este documento es determinar si el INDE ha mejorado su rendimiento con la utilización del sistema Ranger. Además se determinará si la adquisición del sistema SCADA configurado sobre la base de la tecnología de sistemas

abiertos garantiza la independencia de el cliente de sus proveedores y la libertad de elegir otros proveedores futuros.

El texto está orientado a estudiantes de ingeniería y a las personas involucradas en el proyecto de implementación de un sistema SCADA, y está escrito desde el punto de vista del Ingeniero de Sistemas que dirige y supervisa el desarrollo del proyecto. Aunque se hace énfasis en el sistema de el INDE, también se dan lineamientos generales de implementación, selección y tecnología básica de SCADA. La tecnología elegida ha sido la más aceptada al momento de escribir estas líneas, ya que no existen estándares o normas reguladas para este tipo de sistemas. Este es un campo muy dinámico en el que todavía se intercambia información y experiencia, principalmente por medio de el Internet, para definir el rumbo de la industria mundial del SCADA, en la que todavía existen sistemas propietarios.

La tecnología básica se describe en el primer capítulo. El segundo presenta el proyecto del INDE y el Sistema Nacional Interconectado. En el tercer capítulo se discute la configuración del sistema Ranger y su software. En el cuarto se habla de los medios de comunicación y el protocolo utilizado. El quinto detalla las recomendaciones de mantenimiento y las posibles expansiones futuras. En el último capítulo se dictan las conclusiones del estudio y algunas recomendaciones para este proyecto y para proyectos futuros.

Este documento ayudará a proveer de una fuente de información sobre SCADA, a los ingenieros y técnicos involucrados en la selección, instalación, manejo y mantenimiento de este tipo de sistemas, debido a la escases de literatura sobre el tema. Además, los estudiantes de ingeniería que lean este estudio, lograrán captar el concepto de control automatizado. De igual forma, este estudio documentará un sistema de vital importancia para la nación, que aunque transparente para los guatemaltecos, garantiza la productividad y desarrollo del país.

Capítulo Uno

SCADA

1.1 El proyecto del INDE

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE), instaló en 1995 un sistema de control supervisorio en la Sala de Mandos de la Subestación Guatesur. Este SCADA (control supervisorio y adquisición de datos, por sus siglas en inglés), es un sistema RANGER, manufacturado por la firma Bailey Network Management (BNM) de Houston, Texas.

El Ranger permite que operadores del INDE puedan manejar y monitorear el funcionamiento de el Sistema Nacional Interconectado (SNI) que sule de electricidad a todas las regiones de la República. Por medio de diagramas presentados en la pantalla de una computadora, un operador se puede dar cuenta de fallas en el sistema, valores de generación y consumo, y puede enviar comandos a las subestaciones y plantas de generación para variar el comportamiento del SNI. Estos datos servirán para proveer un servicio constante y eficiente, previniendo fallas y economizando la generación, para que el consumidor final cuente con electricidad todo el tiempo.

El sistema Ranger-SCADA ha estado en operación durante las veinticuatro horas del día, los siete días de la semana, desde septiembre de 1995. Los operadores de la Sala de Mandos del INDE, ubicada en la Subestación Guatesur, utilizan el sistema como una herramienta que les permite monitorear, controlar y manejar el SNI que sule de energía eléctrica a toda la nación.

Actualmente, se manejan subestaciones eléctricas en lugares tan lejanos como las Brillantes en Retalhuleu, Escuintla y Aguacapa en la Costa Sur, Quixal en Chixoy, Ahuachapán en la interconexión eléctrica con El Salvador, etc. En un futuro cercano el sistema crecerá para recibir información de varias subestaciones más. La meta es tener unas 40 RTUs instaladas y conectadas en poco menos de un año.

El Ranger cuenta con un servidor de adquisición de datos (RDAS), un servidor de aplicaciones (RAS), 3 terminales para los operadores, una red Ethernet, modems para

comunicarse con las terminales remotas (RTUs) y un GPS para monitoreo de frecuencia, localización y sincronización de tiempo. Los datos manejados por el SCADA son obtenidos por distintos medios, tales como comunicación vía satélite para el GPS (que provee la frecuencia eléctrica y el la hora exacta), transmisión asincrónica de datos de las RTUs por líneas dedicadas, radio, micro-ondas y PLC. Además, el soporte de la casa matriz y de la empresa representante local se hace por medio de un módem conectado a una línea telefónica normal.

Todo el equipo fue seleccionado con la idea de los sistemas abiertos en mente, para poder ampliarlo eventualmente sin depender completamente de un solo proveedor de equipo y software.

Personal técnico de INDE fue entrenado en Houston para la generación de las bases de datos manejadas por Oracle en el RAS, la generación de diagramas unifilares y la operación.

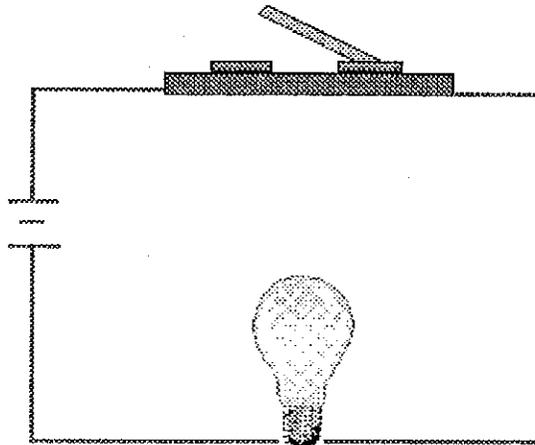
El Ranger cuenta con utilerías de software para controlar automáticamente la generación de electricidad, contabilizar y calendarizar intercambios de energía con otras instituciones generadoras y puede ayudar a despachar energía de la manera más económica.

Todo este equipo y software, así como su funcionamiento serán descritos con detenimiento en secciones posteriores.

La selección, instalación y manejo de el equipo de telemetría no están dentro del alcance de este documento.

1.2 Información básica sobre SCADA

Al suponer que se tiene un circuito eléctrico simple que consiste de una fuente de energía, un interruptor y una luz, como el que se ilustra en la figura 1:



Circuito eléctrico simple
Figura 1

Este circuito permite que un operador pueda ver la luz y saber si el interruptor está abierto o cerrado. El interruptor puede indicar que un motor está funcionando o que está parado, o si una puerta está abierta o cerrada, o también si ha ocurrido una falla o que el equipo está funcionando.

Hasta aquí no hay nada especial acerca de esto. Pero ahora imagínesse que el switch y la lámpara están a 100 kilómetros de distancia uno del otro. Obviamente, no se puede tener un circuito tan grande, y ahora se tiene un problema que debe ser solucionado mediante un equipo de comunicación.

Para complicar el problema un poco más, imagínesse que se tengan 2000 de tales circuitos. No es económicamente factible tener instalados 2000 circuitos con equipos de comunicación cada uno. Afortunadamente, alguien encontró que se puede utilizar un solo equipo de comunicación para compartir la información de todos los circuitos. Primero se envía el status (abierto/cerrado ó 0/1) de el primer circuito. Luego se envía el status del segundo circuito, y luego se sigue con los demás. Se debe indicar a cuál de los circuitos se está haciendo referencia cuando se envían los datos de cada uno.

Se dice que una computadora que revisa constantemente el estado de uno o varios dispositivos y leyendo datos de él o ellos, está haciendo un "polling". Se chequea el estado de el primero, se sigue con el segundo, etc. Al llegar con el último se vuelve a empezar la consulta de datos del primero.

El operador que está a 100 kilómetros de distancia aún tiene un problema. El tiene que ver los 2000 circuitos. Para simplificar esta tarea, se debe utilizar una computadora. La computadora podría monitorear todos los circuitos, y avisarle al operador cuándo se debe revisar un circuito en particular. También se puede utilizar la computadora para presentar la información en una manera gráfica (una imagen vale más que cien palabras). Podría mostrarle una válvula en color rojo cuando está cerrada, o verde cuando está abierta, etc.

Un sistema SCADA real es aún más complejo. Hay más de un sitio que verificar. Algunos tienen 30,000 ó 50,000 "puntos". Algunos usualmente tienen información analógica además de información digital o de "status" (por ejemplo, números como el nivel de un fluido en un tanque). Estos puntos pueden enviar información del valor de un estado (por ejemplo, arrancar una bomba), así como también recibir información (e. g., la bomba está funcionando). Además, la computadora puede ser utilizada para ejecutar operaciones secuenciales complejas, como abrir una válvula y luego arrancar una bomba, pero solamente si la presión es mayor que 50.

La computadora, como las mostradas en la figura 2, puede emplearse para sumarizar y mostrar los datos que está procesando. Es común calcular las tendencias (y mostrarlas de manera gráfica) de los valores analógicos en el transcurso de un período de tiempo. La recolección de datos y su sumarización por medio de reportes para los operadores y administradores son utilerías básicas de un sistema SCADA.

1.3 Definición general

SCADA (supervisory control and data acquisition, o control supervisorio y adquisición de datos) es un sistema industrial de medición y control que consiste de un computador host central o maestro (usualmente se le dice la estación maestra, unidad terminal maestra o MTU); una o más unidades de adquisición o recolección de datos de campo o remotas (usualmente llamadas estaciones o terminales remotas, o RTUs); y un software para monitorear o controlar los elementos instalados remotamente en el campo.



Sala de mandos
Figura 2

Hoy en día, los sistemas SCADA cuentan con características de control tipo open-loop y utilizan predominantemente comunicaciones de larga distancia, aunque algunos elementos de control tipo "closed-loop" y/o comunicaciones de corta distancia también pueden presentarse.

Sistemas similares al SCADA frecuentemente son instalados en fábricas, plantas de tratamiento, etc. A estos sistemas se les llama Sistemas de Control Distribuido (DCS). Tienen funciones similares al SCADA, pero el área de recolección de datos o de unidades de control usualmente es más restringida. Las comunicaciones pueden ser por medio de una red de área local (LAN), y normalmente se hacen a altas velocidades. Un sistema DCS usualmente utiliza cantidades significativas de control tipo closed-loop.

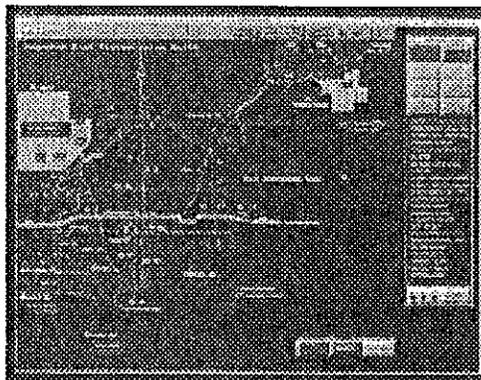
Los sistemas SCADA son empleados para monitorear y controlar subestaciones, plantas o equipos. El control puede ser automático o iniciado por comandos ejecutados por los operadores.

La adquisición de datos se realiza inicialmente por medio de una RTU que lee los datos de campo conectados a la RTU. Esto es normalmente a una velocidad alta dentro de la subestación o planta. Luego, el "host" central leerá las RTUs, normalmente a una velocidad menor. Los datos se procesan para detectar condiciones de alarmas, y si se presenta una, se mostrará en un listado especial para alarmas.

Los datos pueden ser de tres tipos principales:

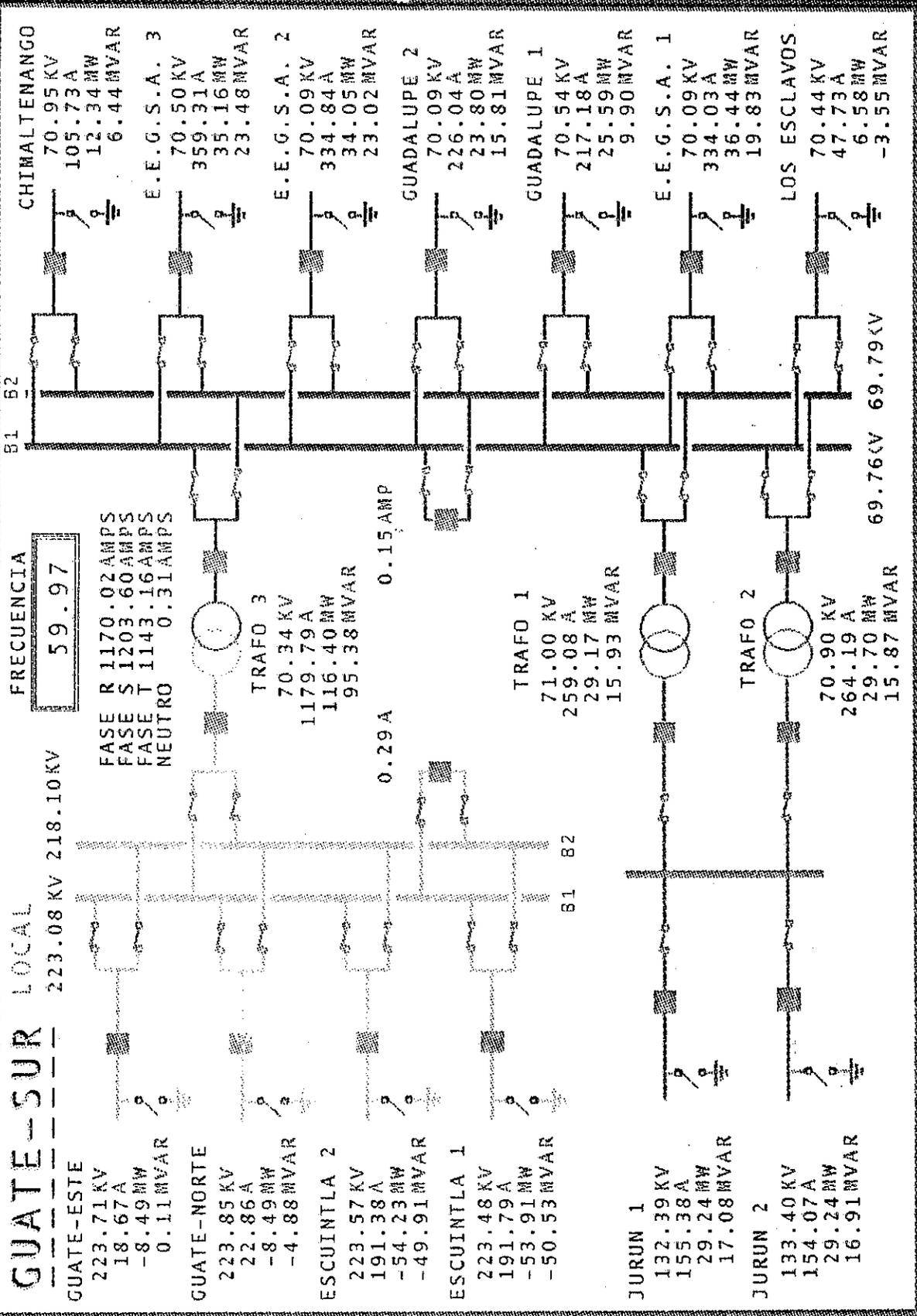
- ▶ Datos analógicos (números reales) que se graficarán para mostrar su tendencia.
- ▶ Los datos digitales (encendido/apagado) pueden tener alarmas relacionadas a un estado o a otro.
- ▶ Los datos de pulsos (por ejemplo, conteos de revoluciones en un medidor) normalmente se cuentan o acumulan.

La interfase principal del operador es una pantalla gráfica (mimic) que muestra la representación de una planta, subestación o equipo en forma gráfica, como se ilustra en las figuras 3 y 4. Esto es lo que en inglés es llamado la "Man Machine Interface" o Interface entre el Hombre y la Máquina. Los datos "vivos" o reales se muestran en forma de figuras gráficas al frente de una base estática. Cuando los datos cambian en el campo, estas figuras se actualizan. Por ejemplo, un interruptor puede mostrarse como cerrado o abierto. Los datos analógicos se pueden representar como un número o como un medidor gráfico. El sistema puede tener muchas pantallas o displays, y el operador puede elegir las que desee en cualquier momento.



Interfase gráfica
Figura 3

SCADA MODE #8032 G5UR
 DISGEN
 ONE-LINE INDEX
 EDITOR APPS MONITOR ONE-LINE CASE REDX CASE LDD CRNK INCK
 DISSET INSET CRG PDS FILE TRF Node
 DISPATCH BUS-UNIT UNDA PA ENG-NG IOLP
 PRIORITY 3
 IN SERVICE
 COMP OK
 P. 1. DIS



1/AUG/97 10:50:35 NO AUTO/MAN-0 UNITS TO DISPATCH 10:54:01

Figura 4: Diagrama unifilar de la subestación Guatesur

1.4 La adquisición de datos

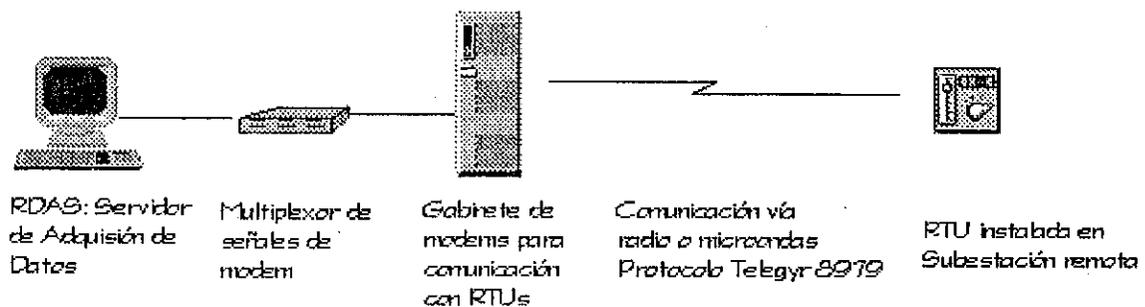
¿Cuál es la razón para adquirir datos por medio de una computadora? Existen varias razones, cada una de ellas tan importante como las demás, dependiendo de la aplicación, aunque en general se debe considerar lo siguiente:

- ▶ El administrador de un proceso debe medirlo para realizar un control efectivo.
- ▶ Si los datos son demasiados, una persona con papel, lápiz y calculadora no podrá tomar decisiones rápidas y confiables para manejar un proceso crítico.
- ▶ La recolección de datos se necesita que sea confiable, conveniente, libre de distorsiones o basura, y principalmente rápida.

La recolección de datos en línea y en tiempo real ofrece la oportunidad de poder controlar procesos de manera precisa. El grado de precisión pretendida puede costar mucho dinero.

Como se ha descrito arriba, el sistema típico de adquisición de datos consiste de tres elementos principales (refiérase a la figura 5):

- ▶ Dispositivos de adquisición de datos distribuidos geográficamente en donde se encuentran las fuentes de información.
- ▶ Un sistema de comunicaciones.
- ▶ Uno o más sistemas de software de control supervisorio y de adquisición de datos, usualmente ejecutándose en computadoras.



Sistema típico de adquisición de datos
Figura 5

La figura 6 muestra una pantalla con datos recolectados en distintas partes del SNI.

La configuración de estos sistemas depende de la cantidad de datos que se necesita recolectar, qué datos se necesitan, porqué se requieren, qué tan frecuentemente se requieren. Dicha recolección depende, por ejemplo, de si los datos son para controlar un proceso o solo para monitorear su rendimiento.

Los objetivos típicos de la recolección incluyen el manejo de la información para la optimización de una planta y su personal monitoreando los resultados de un período de tiempo, el uso de energía, el tiempo en que la maquinaria ha estado en descanso o averiada, etc. Otros sistemas recolectan información para controlar la calidad o para controlar emisiones o eliminación de desechos.

1.5 Duplicación en la adquisición de datos

Si la información es crítica, como es el caso de sistemas de seguridad, el monitoreo y registro de eventos de una planta, etc., se debe dar importancia a la seguridad y la duplicación. Un error común es insistir que la adquisición de datos utilice equipo separado al equipo de control, solo para terminar conectándolo a un sensor barato mediante un cable muy vulnerable. Si la seguridad de verdad es importante, entonces se debe procurar de la manera correcta. Recuérdese que si se considerará la duplicación de datos, los costos pueden incrementarse drásticamente.

¿Qué tan precisa debe ser la información adquirida? Las especificaciones típicas de un sistema de adquisición de datos generalmente hablan de un 0.1% de precisión, aunque luego se utilicen sensores de 1% o hasta 2% de precisión. Para la toma de decisiones corporativa, la redundancia de la información es usualmente más importante que la precisión. Una buena redundancia permite que se tenga la seguridad de tener la información correcta al hacerse corrección de errores por chequeos comparativos. Si se encuentra un error en la comparación se solicita de nuevo la información de la fuente.

1.6 Transmisión de datos

A pesar de que existen estándares universales para las señales eléctricas utilizadas en transmisión, todavía hay protocolos de comunicación propietarios en uso. Muchos de ellos satisfacen perfectamente las necesidades de un sistema cuando se ven aisladamente, pero pueden hacer que el usuario quede obligado a seguir comprando equipo al mismo proveedor toda la vida del proyecto.

Una elección más inteligente es preferir los estándares llamados 'de-facto' como el

protocolo "Modbus". "Modbus" es soportado por la mayoría de los proveedores de hardware y casi todos los vendedores de software de SCADA. La elección de este protocolo evitará una obsolescencia prematura, aunque la elección final depende de la aplicación, presupuesto, hardware instalado, software evaluado, etc.

Otro estándar 'de-facto' para la transmisión de datos es Ethernet. Sin embargo, Ethernet es más complejo y costoso. Está diseñado para equipos más grandes que manejen miles de puntos por sitio de adquisición. Las unidades de adquisición de datos utilizadas en la industria son más pequeñas y flexibles, por lo que no es una buena opción por el momento. Profesionales del campo del SCADA siguen buscando una solución que permita tener interfaces estándares hacia ese protocolo, pero no hay una aceptación tan grande como lo tiene Modbus.

Otro estándar de transmisión de datos importante es Fielbus. La pregunta es ¿cuál Fielbus? Existen dos estándares llamados WorldFIP e ISP que probablemente se unan en el futuro. Hasta entonces se tendrán varios 'sabores' de Fielbus en el mercado, lo que puede percutir en incompatibilidad en la adquisición y transmisión de datos.

Una ventaja en los avances de los años recientes es la reducción del costo y tamaño de dispositivos electrónicos inteligentes, lo que ha permitido que existan unidades que compriman los datos y logren comunicaciones inteligentes. Esta facilidad permite que el equipo de adquisición de datos sea dividido en unidades más pequeñas, cada una instalada cerca del grupo de sensores a los que prestará el servicio.

Mediante la instalación de unidades pequeñas cerca de los sensores se logrará una reducción en el costo de cableado y servicio de instalación.

Las mejores unidades de adquisición de datos utilizan inteligencia local para permitir su configuración mediante una unidad portátil o una computadora personal tipo notebook. Sin este tipo de inteligencia, la configuración de varias unidades similares en el mismo sitio o en sitios separados puede ser engorroso aún para pequeños cambios que inevitablemente se necesitarán eventualmente.

La inteligencia local también puede ser utilizada para manipular datos, lo que ahorraría tiempo en la transmisión de datos (bandwidth) y descargaría a la unidad central de proceso para operaciones más críticas como la presentación de la información a los usuarios.

Si se calculan y almacenan localmente los datos, no se requiere que el procesador central esté disponible todo el tiempo. Algunas unidades cuentan con memoria alimentada por una batería local para guardar datos temporales.

1.7 Potencial de tierra y ruido

Para evitar errores en las mediciones se debe recordar que los sensores deben ser instalados con el mismo potencial de tierra, cuidando que los circuitos de entrada de datos estén aislados de los demás. Es mejor usar unidades de adquisición de datos cuyas características incluyan entradas (inputs) aisladas completamente entre ellas y de tierra, y que tengan un rango de 500V de aislamiento para mayor seguridad.

La transmisión de datos por fibra óptica es mucho más rápida y más libre de ruido que cualquier medio eléctrico, aunque conlleva mayores costos en su adquisición e instalación. En general se prefieren utilizar medios metálicos a menos que se pueda justificar la opción de la fibra óptica. La otra ventaja de la fibra óptica es la longitud del cable que puede ser utilizado. En transmisión de datos se puede contemplar segmentos de cable de hasta 40 kilómetros sin repetidoras.

Una buena razón puede ser la cantidad de datos que requiera mayor ancho de banda o interferencia con circuitos eléctricos donde sea muy poco confiable la instalación de cables de transmisión de datos. El mantenimiento es similar en ambas opciones.

1.8 Costo de adquisición

El precio del hardware de transmisión de datos es solo una pequeña parte de los costos totales. Otros costos significativos son los de cableado, instalación, configuración y mantenimiento in situ.

Por eso es importante elegir sistemas flexibles que puedan ser rápidamente configurados y fáciles de instalar y cablear. En el transcurso del tiempo se comprobará que se lograron ahorros al adquirir hardware inteligente. Cuando se necesiten añadir más unidades y se necesite más información, la falta de flexibilidad y configuración puede ser un obstáculo al rendimiento del sistema, que a veces obligan a tomar decisiones como eliminar todo el equipo existente y comprar el que debería ser adquirido en la primera oportunidad, o trabajar sin sentido en tratar de hacer que otras unidades sean compatibles con las existentes.

Los dispositivos electrónicos modernos incluyen la confiabilidad y facilidad de reparación dentro de sus costos. Existen equipos cuya calibración no es confiable, a los que se les deberá enviar periódicamente un técnico para que los chequee y recalibre. Un equipo estable y confiable será una mejor inversión.

Estas consideraciones implican una más alta inversión que redundará en un sistema más confiable y preciso. Su implementación, por supuesto, no podrá ser de la noche a la

mañana, sino que el sistema se desarrollará con el tiempo, dependiendo del compromiso de la institución que lo adquiera con la calidad de servicio que desee proveer.

Una discusión más detallada de la estrategia a seguir en la adquisición e implementación de un sistema SCADA se presenta en el último capítulo de este documento.

1.9 Distribución automatizada

Distribución Automatizada (DA) es la implementación de sistemas que automatizan la operación de un sistema de distribución de electricidad, por medio de la utilización de un software de SCADA que sea capaz de procesar la automatización inteligente o por medio de la instalación de hardware inteligente que pueda tomar decisiones locales sin consultar al sistema central cada vez que ocurra un evento.

Últimamente la tendencia del mercado en cuanto a la implementación de DA es configurar una serie de equipos que interactúen entre si para lograr las funciones de automatización sin intervención humana. Otros proveedores mejoran su software de SCADA con utilerías que proveen esta automatización.

La diferenciación de Distribución Automatizada y SCADA es cada vez más difícil. A través de los años, la DA ha significado distintas cosas en distintas instituciones de servicio de distribución, de acuerdo con sus necesidades y condiciones. Recientemente, la DA se ha convertido en un concepto buscado por tales instituciones que requieren mejorar su posición comercial, mejorando sus ganancias, reduciendo costos e incrementando el número de clientes satisfechos. La DA es un tema complejo que comprende principalmente lo siguiente:

- ▶ Diseño de infraestructura y automatización (breakers, reclosers, cambiadores, switches, condensadores)
- ▶ Coordinación de protección (esquemas alternativos o configuraciones bajo distintas condiciones)
- ▶ Unidades terminales remotas (pequeñas, instalables en postes)
- ▶ Sistemas de comunicación (por ejemplo, celulares, radio, power line carrier o PLC)
- ▶ Estación maestra de SCADA (diseño de sistemas abiertos, interfaces gráficas)
- ▶ Funcionalidad del software (seccionalización de alimentadores, levantado de carga en frío, procesador de topología, control de voltaje/var, trazado gráfico de alimentadores, preparación de orden de switcheo, reportes especiales, lectura automática de contadores, etc.)
- ▶ Procedimientos de operaciones y mantenimiento (seguridad, tagging o etiquetación, permisos, autorizaciones, órdenes de trabajo, prácticas preventivas, de rutina y de reparación, repuestos y acuerdos de servicio).

1.10 Toma de decisiones: ¿es mejor en DA o en SCADA?

Una de las diferencias entre Distribución Automatizada y SCADA es que en la DA no hay tanta adquisición de datos como en el caso de los sistemas SCADA. Ambos pueden tomar decisiones lógicas automáticamente. Sin embargo, los sistemas SCADA pueden adquirir mucha más información de la red como voltajes analógicos y corrientes, por lo que se requiere de un manejador de bases de datos (RDBMS) para poder controlar el alto volumen e información. El SCADA está mejor equipado para hacer time tagging (o bitácoras de sucesos) para seguir el rastro de sucesos en el sistema, etc. Eso quiere decir que a partir de las bitácoras, que pueden ser extensas, se pueden hacer estadísticas complicadas y evaluar tendencias. La lista de funcionalidades del SCADA es muy grande en comparación con la DA, sin echar de menos la capacidad de conexión de computadoras de tipo administrativo para llevar la contabilidad de las cuentas por cobrar.

Es muy difícil excluir uno del otro pues ambos sistemas tienen sus ventajas y desventajas. El sistema DA puede complementar un SCADA existente que esté funcionando a su capacidad máxima o puede ser que el proyecto necesita inteligencia local y que la única solución sea la instalación de DA.

Una de las ventajas principales de la DA es la rápida toma de decisiones que se hacen durante una falla. Por ejemplo, existen sistemas que vuelven a dar electricidad a un sector que la perdió en menos de 60 segundos. Es difícil que un sistema SCADA establezca comunicación, tome la decisión y pase los comandos a los distintos breakers en menos de 60 segundos, aunque no es imposible. Un circuito de DA con inteligencia local puede hacer todo el switcheo lógico y la toma de decisiones, chequeos y reconocimientos dentro de un período de tiempo de 30 segundos con facilidad, con tal que los sistemas de comunicación sean adecuados, obviando la intervención humana, la cual no siempre es conveniente.

Los sistemas SCADA no son baratos pues regularmente necesitan grandes cantidades de puntos de conexión, sistemas avanzados de comunicación, LANs, computadoras potentes, etc. También los sistemas SCADA pueden presentar de mejor manera un vistazo a la red eléctrica que manejan y controlan, por medio de los diagramas unifilares que se presentan en las pantallas de las consolas de los operadores.

Ambos sistemas, DA y SCADA, pueden coexistir concurrentemente, y frecuentemente lo hacen. Una ventaja importante del primero es la disminución de errores humanos en el manejo del sistema eléctrico gracias a la automatización de la DA.

No se puede decir tajantemente cuál de los dos sistemas es mejor para la toma de decisiones. Esto debe ser evaluado durante el diseño de cada proyecto, considerando las ventajas anteriormente expuestas.

Capítulo Dos

El proyecto del INDE

2.1 Justificación de la adquisición e implementación del SCADA del INDE

El personal técnico del CENADO no justificó la adquisición e implementación del sistema SCADA solamente por la facilidad de inversión escalonada en el mismo, o por el tamaño del SNI, sino por los objetivos esperados.

Estos objetivos son:

- ▶ Disminuir fallas en equipos de potencia debido a una supervisión preventiva constante.
- ▶ Disminuir disturbios con pérdidas considerables de carga debido a los análisis preventivos.
- ▶ Optimizar recursos y análisis en línea y tiempo real como consecuencia de la disponibilidad de información suficiente y oportuna.
- ▶ Reducir el tiempo de restablecimiento luego de cortes de energía.
- ▶ Reducir errores humanos en la operación.
- ▶ Reducir costos de operación, mantenimiento, administración, materiales, despacho y generación.
- ▶ Controlar en tiempo real las cargas y parámetros del SNI.
- ▶ Disponibilidad de estadísticas.
- ▶ Posibilitar estudios en línea y fuera de línea de flujos de potencia, cortos circuitos,

etc.

- ▶ Mejorar la confiabilidad y eficiencia del servicio.
- ▶ Posibilitar el análisis de disturbios mediante la revisión de datos previos, durante y posteriores al disturbio.

Los procedimientos de implementación del SCADA fue normada por ciertas políticas internas del INDE, entre las que se pueden mencionar:

- ▶ Administración óptima de recursos financieros.
- ▶ Implementación gradual del SCADA siguiendo las siguientes prioridades:
 - Mejoramiento y ampliación de infraestructura de comunicaciones.
 - Control supervisorio en la red de 230 KV y 138 KV
 - Control supervisorio en la red de 69 KV
 - Adquisición e implementación de aplicaciones de EMS y Control de Generación
- ▶ Planificación, diseño e implementación del SCADA utilizando personal del INDE procurando contratar unicamente los trabajos que no puedan ser realizados por ellos.
- ▶ Evitar la selección de sistemas propietarios sin capacidad de expansión para evitar experiencias como las sucedidas en adquisiciones pasadas.

El INDE ha adquirido desde los años '60 varios sistemas de control supervisorio, pero siempre han tenido limitaciones de presupuesto por lo que solo se han instalado una maestra y un par de terminales remotas en cada centro de generación o distribución que lo ha necesitado. En muchos casos se descuidaron por completo la instalación de canales de comunicación, al punto de haberse adquirido para Quixal un sistema que nunca pudo comunicarse con sus dos RTUs.

La oportunidad de adquirir el sistema actual en 1994/95, inclusive con la modalidad de llave en mano, fue gracias a la disminución del precio de ese tipo de sistemas, debido a la posibilidad de la utilización de sistemas computacionales abiertos y la fuerte competencia en el mercado. El proyecto actual tiene la intención de conectar al sistema unas 40 RTUs por menos de la décima parte de lo que se hubiese erogado hace 20 años.

2.2 ¿Qué beneficios se obtienen de la utilización de un sistema SCADA?

- ▶ El principal beneficio de SCADA es el poder identificar, prevenir y corregir problemas de distribución de energía rápidamente.
- ▶ El monitoreo constante de las condiciones de una red permite localizar problemas que deben ser corregidos o para programar mantenimientos.
- ▶ Reduce los costos de mantenimiento.
- ▶ Reduce costos de mano de obra, utilización de vehículos y electricidad.
- ▶ Reduce gastos de emergencia innecesarios debidos a la prevención de crisis.
- ▶ Mejoramiento de la calidad del servicio.

2.3 Planteamiento del problema

El tema a tratar en este proyecto fue elegido por la importancia que tiene un sistema implementado por ingenieros electricistas y de sistemas que afecta a la productividad y desarrollo de todo el país.

Los profesionales involucrados en la adquisición, instalación, configuración implementación y manejo de sistemas de automatización y de control supervisorio se han encontrado con el problema de tener que recolectar información y datos disímiles para poder tomar decisiones acerca de la parámetros o lineamientos a seguir para implementar y mantener un sistema completo que sea eficiente, confiable, rápido, rentable, de larga vida, que provea datos reales útiles y en buena cantidad.

Por otra parte, cada día, la industria y el mercado exigen productos de mejor calidad y confiabilidad, servidos pronta y constantemente. Luego de la década de los ochentas, cuando se le dio un lugar muy importante a (el control de) la calidad, los usuarios y/o consumidores de bienes y servicios no pueden tolerarlos si les son suministrados de manera ineficiente.

En el caso de la electricidad, los consumidores en Guatemala no tienen el privilegio de poder elegir a su proveedor. Por esa misma razón, instituciones como el INDE y la EEGSA deben brindar un servicio, que además de ser vital, debe ser suministrado con toda la calidad necesaria. Es por esto que ambas instituciones han decidido implementar sistemas SCADA modernos, de tecnología avanzada, que garantizarán un servicio más

confiable y eficiente a los consumidores.

Los problemas atacados por medio de la implementación del SCADA son, entre otros, los siguientes:

- ▶ Tamaño del área a controlar por parte del INDE: el INDE debe suplir de energía eléctrica a toda la nación. Por lo tanto, todos los puntos de generación, distribución y servicio deben ser monitoreados por el sistema.
- ▶ Diagnóstico y prevención de problemas de suministro: anteriormente las fallas eran buscadas y corregidas hasta el momento en que sucedían. Ahora se puede prevenir y dar mantenimiento antes que sucedan fallas técnicas que no sean causadas por desastres naturales.
- ▶ Mejoramiento de calidad y constancia del suministro: por medio de la prevención se logra mejorar la calidad y constancia del servicio, ya que el SNI está siendo monitoreado en tiempo real las 24 horas del día, los 365 días del año.
- ▶ Necesidad de control automático de generación: mediante el software AGC (control automático de generación), el INDE podrá en el futuro programar cambios en la distribución dependiendo de la demanda de los consumidores y de el rendimiento de las unidades de generación, de manera automática, virtualmente sin necesidad de intervención de los operadores.
- ▶ Maximización de beneficios y minimización de gastos: la ejecución presupuestaria del INDE puede ser mejorada mediante la optimización de la utilización de recursos tanto materiales como humanos.
- ▶ Reducción y mejoramiento de productividad de personal: los operadores no deben ser reemplazados por las computadoras, sino que la productividad de los mismos se incrementará.
- ▶ Interconexión centroamericana: los ministerios centroamericanos de energía tienen el proyecto de implementar una red que cubra todo el istmo, antes del fin del siglo. La compra y venta de energía debe ser en tiempo real, de manera sincronizada y automática, además de ser contabilizada para la generación de reportes financieros que documenten el intercambio.

2.4 Alcance y limitaciones del proyecto

El presente proyecto se limita a analizar la implementación de un sistema SCADA

instalado en la subestación Guatesur de el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, con el fin de presentar al lector, principalmente a los estudiantes de ingeniería, el método utilizado en el INDE para la implementación de un sistema SCADA por un lado, y la descripción de la tecnología utilizada en este tipo de sistemas.

El análisis de los datos obtenidos por telemetría para el funcionamiento del sistema se limitan a aquellos que son recibidos de terminales remotas instaladas en subestaciones controladas por el INDE. El área de servicio de la Empresa Eléctrica de Guatemala, EEGSA, su sistema de distribución y control, y sus subestaciones no están tomadas en consideración en este estudio.

La tecnología de SCADA, a pesar de tener décadas en desarrollo, sigue en expansión, sin seguir lineamientos globales dictados por asociaciones, consorcios o entidades que dicten estándares. Esto es debido en gran parte al vasto campo de aplicación, ya que pueden ser diseñados y fabricados sistemas SCADA o DCS que manejen desde una industria pequeña, hasta sistemas de distribución de energía eléctrica, sistemas de distribución de agua potable, plantas nucleares, patios de distribución de vías ferroviarias, control de naves espaciales, etc. Como se nota, cada aplicación debe considerar ambientes o escenarios muy disímiles con variables totalmente distintas en cada caso.

Por tal motivo, este proyecto, aunque hace referencia superficial a proyectos distintos de SCADA, se limita únicamente a la tecnología SCADA orientada a el control y adquisición de datos en sistemas de distribución de energía eléctrica, específicamente al proyecto de el INDE. Por lo tanto el sistema a estudiar es el sistema RANGER, su configuración, alternativas de comunicación e interacción con el SNI, su operación y mantenimiento.

Los beneficios esperados al término de este proyecto es que exista una fuente de información sobre un sistema SCADA real, instalado y funcionando en el medio nacional, para que estudiantes, ingenieros e industriales tengan una guía de implementación de sistemas similares en la industria local, así como los conocimientos de la tecnología utilizada para la configuración e instalación de los mismos.

2.5 Sistema nacional interconectado

La infraestructura instalada a lo largo y ancho de la República para la generación y distribución de energía eléctrica por el Instituto Nacional de Electrificación, es llamada Sistema Nacional Interconectado (SNI). Este sistema cuenta con centrales hidráulicas y térmicas para la generación, subestaciones, transformadores, barras, cableado, torres, etc. Parte de este sistema es de propiedad privada, aunque la supervisión es efectuada por el INDE. En 1995, cuando se decidió la instalación del sistema SCADA para manejar el SNI, su configuración se encontraba como se describe a continuación.

Es propiedad del INDE lo siguiente:

10	Centrales hidráulicas
1	Central térmica
7	Subestaciones en 230 KV
1	Subestación en 138 KV
25	Subestaciones en 69 KV

No es propiedad de el INDE, pero se encuentra bajo su supervisión:

2	Centrales hidráulicas
3	Centrales térmicas
3	Subestaciones en 230 KV
4	Subestaciones en 69 KV

La demanda máxima en ese entonces era de 600 MW.

El sistema SCADA para controlar el SNI debía contar por lo menos con una estación maestra y cuatro consolas de operador. Este equipo recolectaría los datos por medio de seis canales de comunicación, utilizando el protocolo Landis & Gyr Telegyr 8979. Los datos serían emitidos por 15 RTUs de la misma marca.

Los requerimientos iniciales indicaban que se debía poder tener información de:

- ▶ 4,200 puntos de entrada digital
- ▶ 2,000 puntos de salida digital
- ▶ 3,000 puntos de entrada analógica
- ▶ 100 puntos de salida analógica

En la figura 7 se muestra el diagrama unifilar que actualmente es utilizado para consultar el estado del SNI.

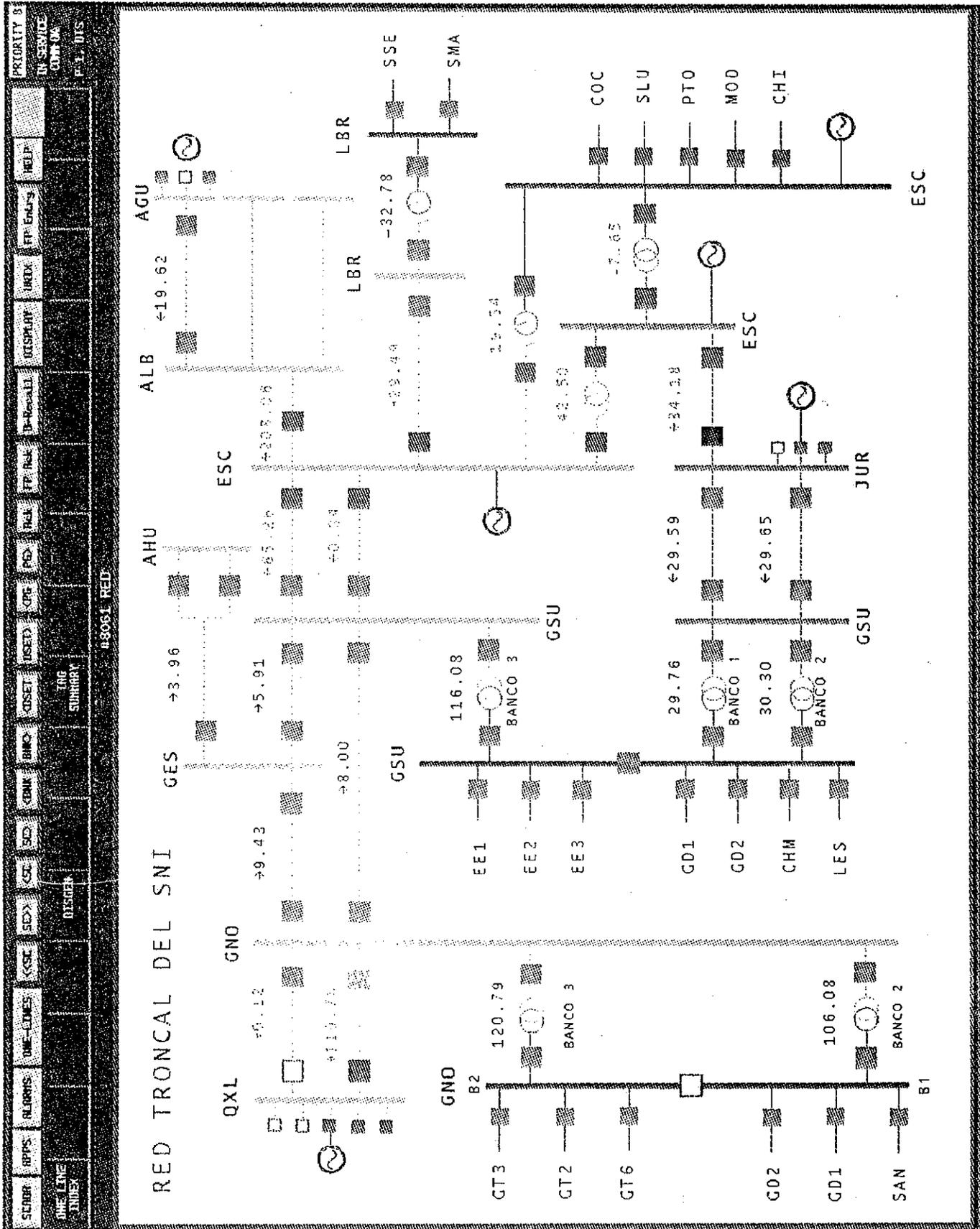


Figura 7: Diagrama de red troncal del SNI.

2.6 Ubicación de terminales remotas en el SNI

Al momento de escribir este documento, el INDE tenía 14 terminales remotas reportando directamente al SCADA Ranger en el CENADO, ubicado en la Subestación Guatesur. En la figura 8 se presenta un diagrama de su ubicación geográfica.



Ubicación geográfica de RTUs en el SNI
Figura 8

Capítulo Tres

El sistema Ranger

3.1 La selección del sistema SCADA

Alrededor del mundo, el mercado para sistemas SCADA de gran envergadura es relativamente pequeño, comparado con otros mercados dentro de la industria de la tecnología de la información y la competencia entre los vendedores de SCADA es muy fuerte. Los contratos de sistemas SCADA son casi invariablemente logrados a través de procesos de cotización, lo cual es caro y consume mucho tiempo. Al mismo tiempo, los grandes sistemas de SCADA tienen funcionalidad compleja, y deben ser diseñados para operar con muy alta disponibilidad (en términos de configuración del hardware y software operativo del sistema computacional). Viéndolo de otra manera, la integración de sistemas SCADA requieren muchos recursos técnicos y los vendedores de dichos sistemas tienen que operar con muy pequeños márgenes, precisamente por la competencia.

Como resultado, se debe tener cuidado de evitar lo siguiente:

- ① Vendedores que ofrecen más de lo que pueden cumplir, con tal de no quedarse sin el negocio.
- ② Sobre-especificaciones dictadas por el cliente y ofrecidas a precios bajos por el proveedor.
- ③ Muchos requerimientos que no pueden ser logrados al final del proyecto.

Un escenario típico puede ser el siguiente:

Un cliente intenta especificar hasta el último detalle del sistema (pero al final termina con muchos detalles con poco contenido). Un vendedor de sistemas SCADA con un producto

existente recoge las especificaciones. El equipo de mercadeo del proveedor dice que cumple con todas las especificaciones dadas por el cliente, pues su producto casi cumple con lo requerido, y se presenta en la cotización, esperando que el cliente sea flexible luego de que se firme el contrato. Luego resulta que el cliente no es flexible. El equipo de mercadeo pide que el sistema sea modificado (mejor si es para el final de la próxima semana), para cumplir con las especificaciones del cliente, pero no quiere que se haga una nueva inversión para las modificaciones. Para tratar de cumplir con un calendario irrazonable, el equipo de ingeniería del proveedor compromete la estabilidad del sistema, incrementando así la dificultad de cumplir con el proyecto.

La moraleja es, entonces, estar preparados para moldear los requerimientos del sistema con lo "mejor que puede ofrecer la industria", que es lo que usualmente refleja un buen sistema de SCADA de cualquier manera. No se debe tratar de presionar al proveedor del SCADA para conseguir el mejor sistema por poco dinero, pues usualmente esta práctica termina siendo perjudicial para el mismo cliente. Los sistemas SCADA usualmente permanecen en servicio por un tiempo relativamente largo, y una buena relación a largo plazo entre el cliente y el proveedor es importante para maximizar los beneficios y minimizar los costos de mantenimiento del sistema.

Al evaluar un nuevo sistema SCADA deben considerarse ciertos aspectos:

- ① ¿Se requiere SCADA, o se está buscando un sistema que integre SCADA con algunos otros procesos de la empresa? Algunas cosas pueden fácilmente integrarse con los sistemas de redes eléctricas SCADA, como llamadas de reclamos y la administración de cuadrillas de servicio. Algunos de los proveedores importantes de sistemas de SCADA han reconocido la necesidad de integrar o incluir este tipo de funcionalidades. Al menos un par de proveedores ya lo han hecho.
- ② ¿Se requiere modelar las características eléctricas de la red? Un sistema que tiene este tipo de capacidad de modelación crea oportunidades para simulaciones de entrenamiento, minimización de pérdidas y ambientes de modo estudio de la operación en donde los operadores pueden construir escenarios de pruebas. Estas son características muy útiles.

Sin embargo, es necesario que exista diversidad entre los puntos de carga y suficiente penetración de la telemetría en la red de distribución que permita reconfiguraciones dinámicas de la red para minimizar pérdidas económicas.

Si se necesita más que un simple SCADA, ¿cuánto se ha presupuestado para la

recolección inicial de datos, mantenimiento e interfaces con otros sistemas? Usualmente estos rubros son drásticamente subestimados.

El cliente debe estar preparado para los gastos escondidos en la preparación administrativa para la compra, la capacitación de los usuarios, la pérdida de tiempo relacionada a la desatención de tareas por la preparación del nuevo proyecto, la recolección inicial de datos, y el período de implementación.

De cualquier manera es también importante recordarse que la adquisición de este tipo de sistema no es un gasto sino una inversión. Esto debe ser muy bien explicado al departamento financiero, ya que no se están adquiriendo solamente computadoras sino y sistema mucho más complejo.

Por último, es importante hacer notar la diferencia de el tipo de sistema que se está adquiriendo, en comparación con sistemas computacionales para otro tipo de aplicaciones, en las que periódicamente se deberá renovar el hardware.

3.2 Configuración y características

3.2.1 Hardware

El sistema adquirido por el INDE puede tener distintas configuraciones. Puede estar distribuido en varios centros de cómputo, en un solo centro o aún en un solo computador, dependiendo de las necesidades de la aplicación. Se pueden configurar varios RDAS y MMCs en una misma instalación.

Básicamente, el sistema del INDE depende de dos servidores: el de aplicaciones (RAS o Ranger Application Server) y el de adquisición de datos (RDAS o Ranger Data Acquisition Server). El sistema se ilustra en la figura 9.

El RAS es el que maneja todos los centros de procesamiento distribuidos que conforman el Ranger. Maneja el control de errores para cada uno de ellos, controla la reconfiguración automática de los elementos redundantes que pueden fallar, e inicia los failovers o re-arranques si llega a fallar un procesador crítico en el caso de una configuración dual. También maneja la base de datos en tiempo real y ejecuta funciones de SCADA.

El RDAS adquiere los datos de las RTUs y realiza el procesamiento de primer nivel en tiempo real de los datos recolectados. Las comunicaciones a las RTUs se logran por medio de múltiples controladores de puertos y modems.

El procesamiento local para la consola hombre/máquina (MMC o Man Machine Console) se realiza por medio de estaciones de trabajo RISC de alto rendimiento, cada una de las cuales pueden soportar hasta tres monitores de alta resolución. Las estaciones de trabajo también realizan funciones de logging.

Ranger utiliza la familia de computadoras DEC Alpha AXP que soportan multiprocesamiento simétrico (SMP) e I/O balanceado.

El servidor de aplicaciones (RAS) es el corazón del sistema. Controla las aplicaciones de la red eléctrica y las funciones de SCADA, maneja los centros de procesamiento distribuido y mantiene la base de datos relacional. El RAS puede operar en una configuración "failsafe" para prevención de fallas, con bases de datos en espejo para asegurarse que no se pierdan datos críticos en caso de alguna falla. Los RAS se comunican entre ellos, con las Consolas Hombre/Máquina de Ranger (MMCs por sus siglas en inglés Man/Machine Console) y con los servidores de adquisición de datos RDAS por medio de una red local Ethernet utilizando el protocolo TCP/IP.

El RAS es una computadora DEC 3000 Modelo 600X AXP Server. Estos sistemas Alpha

Sistema Ranger SCADA del INDE

1995-1997

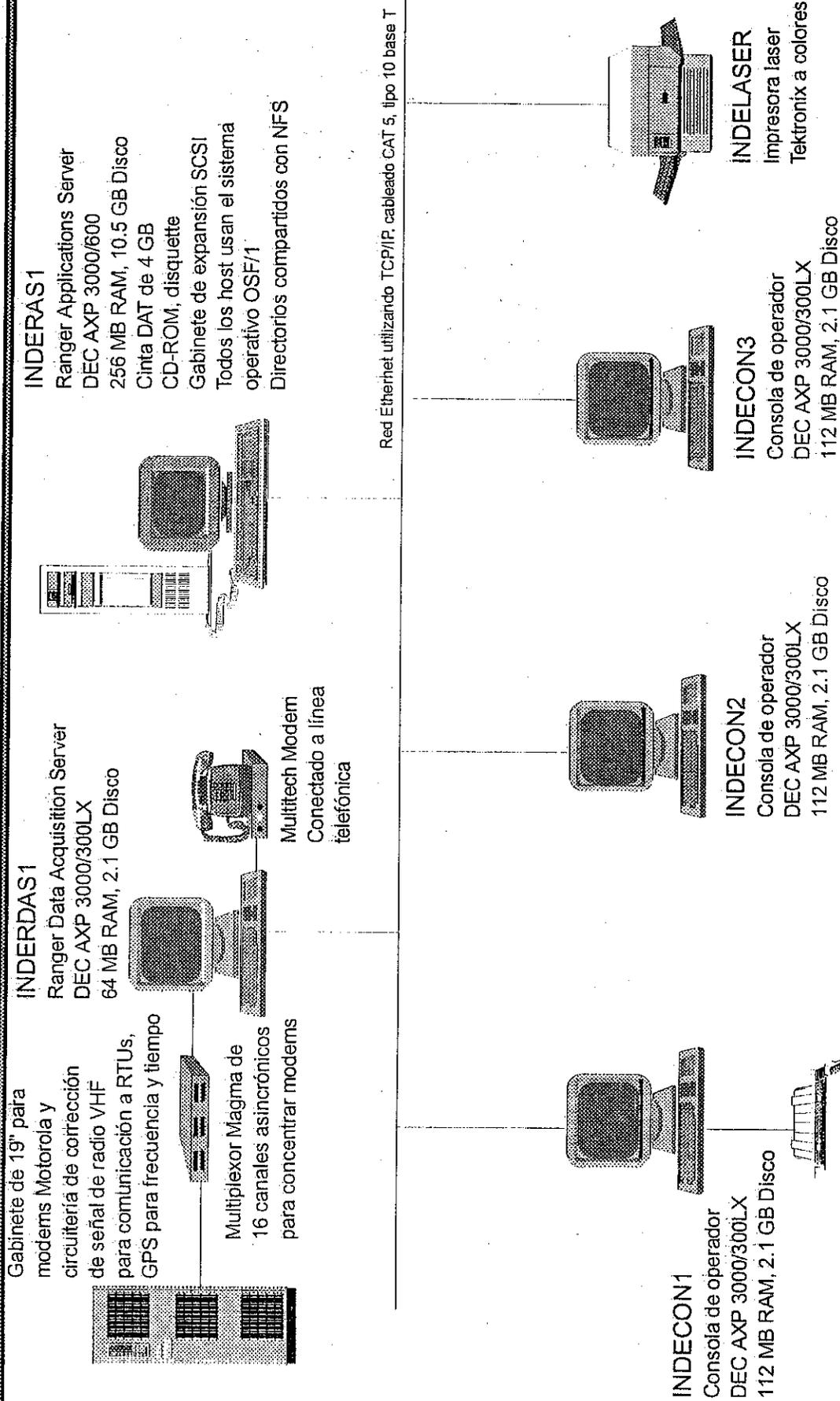


Figura 9

AXP están basados en el DECchip 21064 de arquitectura RISC load/store de 64 bits. Su capacidad de direccionamiento de memoria varía desde 32 a 256 MB, y el direccionamiento de disco llega hasta 41 GB. La configuración standard, que es la que INDE tiene instalada, tiene 192 MB de memoria RAM y 10.25 GB en disco. El servidor cuenta además con unidades de cinta DAT de 4 GB, CD-ROM y unidad de disquete de 1.44 MB.

El servidor de adquisición de datos (RDAS), funciona como un procesador front-end que es usado como la interface física y la unidad de procesamiento de datos que sirve al RAS los datos recolectados y verificados que envían las terminales remotas (RTUs) instaladas en el campo. Además, el RDAS envía los comandos de supervisión a las RTUs, recibe y verifica sus comunicaciones de chequeo (checkbacks) y monitorea y controla los enlaces de comunicación entre el EMS y las RTUs.

El RDAS es una computadora DEC 3000 Modelo 300LX AXP Server con características similares a las descritas para el RAS. Cuenta con 112 MB de memoria RAM y 1.05 GB en disco.

Las consolas (MMC) son estaciones de trabajo RISC con capacidad de alta resolución y rendimiento para mostrar gráficas. Cada MMC puede estar equipada con hasta tres monitores. Cada MMC es una computadora completa que podría trabajar independientemente, ya que cuenta con su propio procesador, memoria, disco duro, puertos de comunicación y de red. Los usuarios ingresan datos por medio del teclado, mouse y los botones de los menús (llamados softkeys) que se muestran en la pantalla.

Las consolas son computadoras DEC 3000 Modelo 300 LX AXP Server, con 96 MB de memoria, 2.1 GB en disco y acelerador de gráficas para cada monitor. Estas MMCs están conectadas al RAS por medio de una red Ethernet.

3.2.2 Software

El software del sistema Ranger comprende principalmente de las siguientes áreas:

▶	Software integrado de base de datos
▶	Software de aplicaciones
▶	Software de SCADA
▶	Software de mantenimiento y compilación del sistema

El software integrado de base de datos tiene componentes que se ejecutan en el RAS. El software de aplicación, tanto las aplicaciones de Sistemas de Energía como las aplicaciones de SCADA también se ejecutan en el RAS. El software de SCADA está instalado y configurado para trabajar en el RAS, el RDAS y en las consolas de los operadores. Este software ha sido escrito principalmente en el lenguaje de programación de tercera generación "C", haciendo uso de interfaces estándar hacia la base de datos y a rutinas del sistema operativo para asegurar la transportabilidad a otras plataformas de hardware en el futuro.

Existe una compatibilidad entre el software de aplicaciones con el lenguaje de programación, también de tercera generación, Fortran. Se utilizó un conjunto de estándares y herramientas de soporte para asegurar esta compatibilidad. La interface hacia la base de datos y hacia las rutinas de el sistema operativo se logra por un conjunto duplicado de librerías.

El software para el RDAS y las consolas MMC generalmente se escriben en lenguaje C, aunque Fortran también fue utilizado. El software del RAS está escrito en C, Fortran y en Lenguaje de Base de Datos (DBL). La mayoría del software del SCADA está escrito en C, la mayoría de las aplicaciones están escritas en Fortran, y para la compilación del sistema, la generación de la base de datos y sus utilerías se utilizó DBL.

Para poder cumplir con el requerimiento de parametrización del sistema, los parámetros más importantes están almacenados en "literales" o "includes" que se incorporan dentro del código al momento de la compilación. Como ejemplo de estos parámetros se tienen el número máximo de generadores que pueden declararse dentro del sistema, el número máximo de RTUs que pueden instalarse en el sistema, etc. El número real de generadores o de RTUs aparece dentro de las estructuras de datos del sistema. Cuando estos parámetros se acercan al máximo (cuando se genera una nueva base de datos), no se requiere recompilación. Regularmente, estos parámetros definen opciones del sistema que determinan lo que el software hará. Por ejemplo, se puede definir si en el listado de alarmas se mostrará al principio la alarma más antigua o la más reciente.

3.2.3 Base de datos integrada

El sistema de manejo de la base de datos integrada (IDBMS) se construye sobre un modelo relacional de base de datos con dos métodos de acceso. Un usuario Fast Path (acceso por la vía rápida), accesa datos por un número de registro dentro de la estructura de datos o por dirección directa. El acceso por nombre-relación usa el acceso relacional. Un usuario define los datos deseados utilizando solamente nombres (por ejemplo, bus bars) y relaciones lógicas. El IDBMS analizará el query, extraerá y entregará la información.

La base de datos está físicamente dividida entre la memoria del RAS y los discos. Sin embargo, todas las partes de la base de datos integrada son igualmente accesibles.

3.2.4 Software de aplicaciones

El sistema de software de aplicaciones consiste en las funciones de control del sistema de generación de energía. Las funciones de control de generación influyen directamente en la operación en tiempo real de los generadores dentro del área de control. Estas funciones manejan tareas como la calendarización de transacciones con empresas generadoras interconectadas (como es el caso entre INDE y la EEGSA, o INDE y El Salvador), y el control en tiempo real para lograr una generación económica y efectiva. Las funciones principales, que se discutirán posteriormente, son las siguientes:

- Control automático de generación
- Despacho económico
- Calendarización y contabilidad de energía

3.2.5 Software de SCADA

El software de SCADA está dividido en tres secciones:

Software SCADA	Descripción
SCADA del RAS	Contiene todos los subsistemas que no pueden ser distribuidos a las MMCs
Adquisición de datos en el RDAS	Controla las comunicaciones con las RTUs y con las otras computadoras, lleva el control de los errores de comunicación
Terminales de operadores MMCs	Es la interface principal con el operador, se encarga de la presentación de diagramas unifilares, trending, bitácoras, provee las herramientas para la generación de diagramas y pantallas (ver figura 10), da acceso a las herramientas para la generación de bases de datos y principalmente, permite enviar comandos a las RTUs para operar el SNI mediante la manipulación de interruptores, seccionadores, etc.

3.2.6 Software de mantenimiento y compilación del sistema

Este software es el medio para la generación, compilación, configuración y puesta en funcionamiento de el sistema Ranger. En su mayoría son utilerías creadas por los programadores de NMTI para poder manejar el código de una manera ordenada y estándar. Un programador con experiencia en el lenguaje de programación C, con conocimientos de programación de SCADA y con entrenamiento de NMTI/BNM puede hacer uso de estas herramientas para modificar el sistema y adaptarlo a nuevas necesidades. El sistema Ranger puede modificarse en cualquier momento.

La fase de configuración de este sistema se encarga principalmente de lo siguiente:

- Configuración de RTUs y de computadoras remotas
- Configuración de software de aplicaciones
- Configuración de el hardware que comprende el Ranger
- Selección de opciones del sistema

3.3 Operación: generación y mantenimiento de bases de datos

Esta base de datos es la estructura donde se almacenará la información recibida de cada RTU. Los datos almacenados son voltajes, amperajes, el estado de un componente digital, y cualquier otra información que el hardware remoto sea capaz de enviar. También es en esta estructura donde se detallan las subestaciones, las alarmas generadas cuando una medición analógica alcanza ciertos límites y los parámetros necesarios para que el sistema pueda calcular una generación de energía y un despacho económico.

La generación de la base de datos del sistema consiste en los siguientes pasos:

Paso	Actividad de generación de base de datos
1	Ingreso de datos (población) a las estructuras de datos fuente
2	Generación y puesta a punto de la base de datos del sistema
3	Traducción de displays (diagramas o pantallas)
4	Activación de la base de datos
5	Modificación de datos en línea

Este listado muestra actividades que se realizarán innumerables veces durante la vida de un sistema SCADA. La razón es que ningún sistema de esta naturaleza es estático. Una empresa generadora y distribuidora de energía eléctrica está siempre evaluando cómo brindar un servicio más eficiente a sus usuarios. De tal manera que constantemente se agregan nuevas subestaciones, nuevos canales de comunicación, se revisan los límites permitidos para cada medición, etc. Estos cambios pueden ser realizados de manera constante en línea por medio de una utilería llamada LORUP. Esta se usa cuando los cambios son mínimos dentro de un elemento de la base de datos en uso, por ejemplo, cuando un límite de una alarma se desea cambiar de 120 a 122. Si los cambios son drásticos, como por ejemplo, agregar una nueva subestación con su RTU y cientos de puntos de información digital y analógica, se utiliza la herramienta dbgsys.sh para crear una nueva base de datos.

Se les dice "fuente" a los datos contenidos dentro de la base de datos por ser ellos los valores que definen la dimensión del sistema que será manejado por el SCADA. En esta base de datos están definidas, como se mencionó arriba, las subestaciones del sistema eléctrico manejado, las comunicaciones, las terminales remotas (RTUs) que enviarán los datos del comportamiento del sistema eléctrico, etc. Cada una de las RTUs definidas contiene datos analógicos, llamados también puntos analógicos, que al ser consultados dan la medición de variables como voltaje, amperaje, frecuencia, etc. Los datos digitales, llamados también puntos de estado o "status", dicen si un elemento está en una estado o en otro, por ejemplo, encendido o apagado, cerrado o abierto, funcionando o parado, etc.

3.3.1 Población de las estructuras de datos fuente

Todas las estructuras de datos fuente residen en el DBMS Oracle. Para cada estructura de datos existe una forma de SQL*Forms que se utiliza para editarla. Durante el ingreso de datos se evalúa la integridad de los mismos mediante las facilidades que da el Forms para el tal efecto. Este chequeo se hace a dos niveles: de integridad y de referencia.

Los chequeos de integridad del primer nivel pueden ser definidos para elementos individuales de datos o para una combinación de elementos. Los valores de datos fuente se chequean durante su ingreso a la base de datos para asegurarse que son consistentes con los valores definidos para otros elementos del mismo registro de la estructura de datos fuente. Si los valores de los datos especificados para un registro no cumplen con los chequeos, el registro no se insertará en la base de datos y se mostrará un mensaje de error al usuario.

Los chequeos de referencia de segundo nivel no se restringen a una sola estructura de datos sino que chequean una estructura contra otra. Por ejemplo, si antes de especificar un punto analógico de una RTU en la tabla SOANLG, debe existir un registro para esa RTU en la tabla SORTU. Estos chequeos de referencia no han sido implementados en el Ranger bajo el concepto de llave externa o "foreign key", que forzaría al usuario a ingresar los datos en un orden específico. En lugar de eso, el sistema lleva el control de las violaciones en una tabla llamada "To Do List", que es un recordatorio al usuario para poblar las demás tablas que garantizarían la integridad de la base de datos. Cuando se van creando esas tablas, el "To Do List" va disminuyendo. La generación de la base de datos no puede ejecutarse hasta que esa lista esté vacía.

La herramienta Oracle Forms se utiliza para proveer un ambiente tipo Windows/Motif a el ingreso y edición de datos. Oracle además ofrece la capacidad de inserción y duplicación de registros. Existe también una forma para duplicar los puntos analógicos, de "status" y de acumuladores de una RTU completa.

La población inicial de la base de datos puede ser efectuada usando las formas que muestran los campos de cada registro o por medio de un batch, a través de SQL*Plus. El personal del INDE eligió la alternativa interactiva para poder discutir cada campo de cada registro ingresado. En cualquier caso, la validación de los datos se efectúa antes de ser insertados a la base de datos.

Los chequeos típicos de errores son:

Verificar si el valor de un elemento es único en comparación a los demás registros de la estructura de datos.
Verificar si el valor de un elemento es numérico y si está dentro de un rango permitido.
Verificar si el valor de un elemento es de tipo caracter o alfanumérico y si cumple con algún patrón o juego de caracteres.
Verificar si el valor de un elemento especificado en una estructura de datos es igual al de otro elemento en otra estructura. Por ejemplo, si los datos de un bus bar y de un generador están almacenadas en diferentes estructuras y si debería haber registros de bus bar para cada registro de generadores, entonces se debe verificar esta condición.

3.3.2 Generación de la base de datos del sistema

La generación de la base de datos del sistema es la transformación de las estructuras de datos fuentes a estructuras de datos que se utilizan en tiempo real, optimizadas para las aplicaciones que corren en tiempo real. Esta generación se efectúa utilizando un menú interactivo en el ambiente Motif, donde se presionan botones para elegir las opciones de ejecución y de seguimiento (trace). Durante la generación de la base de datos, el sistema vuelve a hacer verificaciones de la integridad de los datos. El reporte final de la generación es construido en HTML y presentado en el Web Browser Mosaic.

El SDBGEN, que es parte de el subsistema de generación de base de datos, es un grupo de programas que están escritos en DBL y en Fortran para definir todas las estructuras de run-time y dimensiona éstas dependiendo de la cantidad de datos encontrados. Existe también una utilería llamada DBCOPY que copia bases de datos completas, ya que el Ranger es capaz de soportar múltiples bases de datos estáticas. Solo una de las bases de datos generadas se pone en operación. Solo ésta guarda todos sus datos fuentes. Este procedimiento se puede efectuar en bases que no están en modo operativo, sin que interfiera con el sistema operacional.

3.3.3 Traducción de displays

Los fuentes de los diagramas o pantallas, llamados displays, son parte de la base de datos. Estos diagramas son generados utilizando la herramienta DISGEN, que no es más que un programa que ayuda al operador a dibujar los unifilares de las subestaciones o

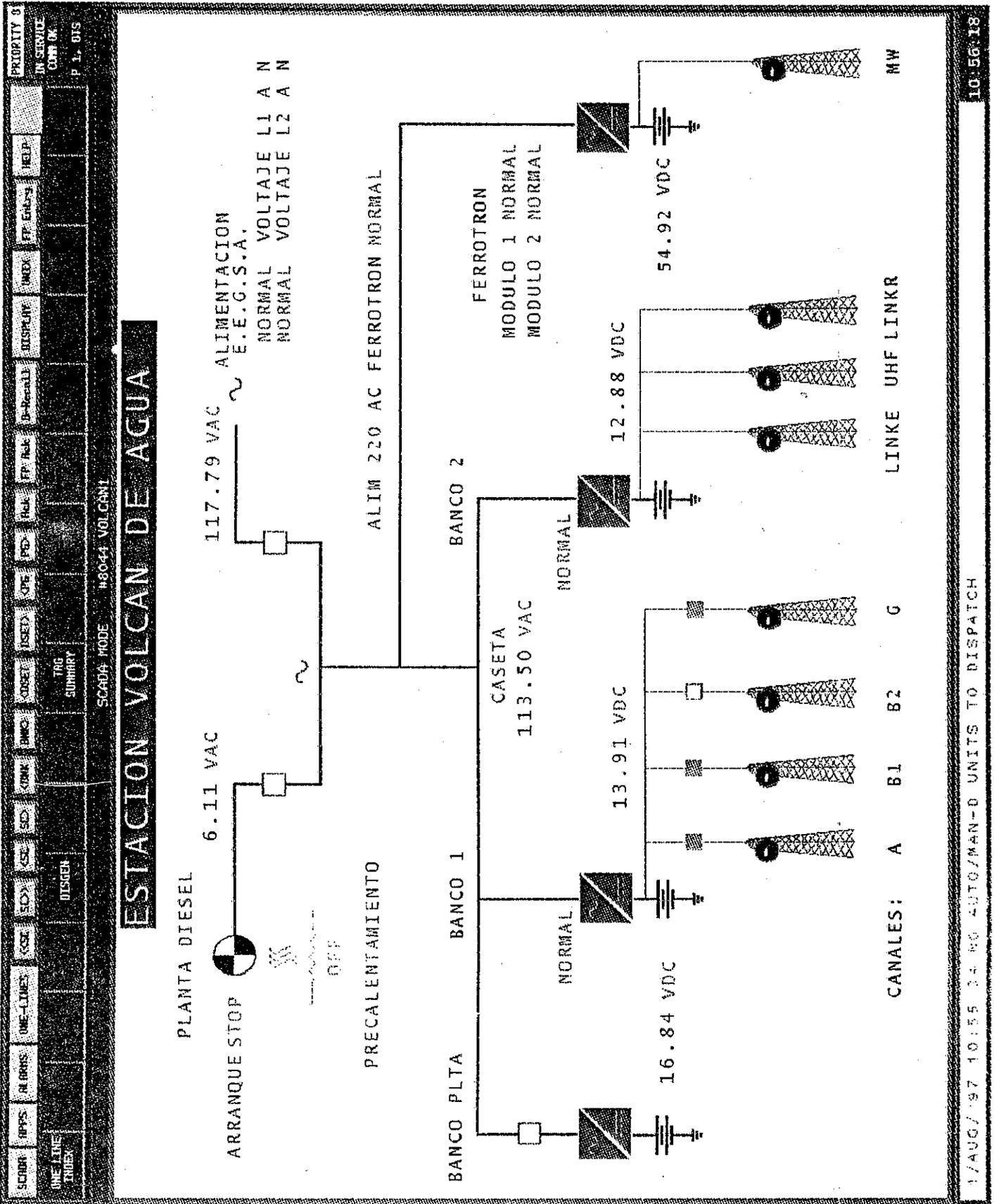
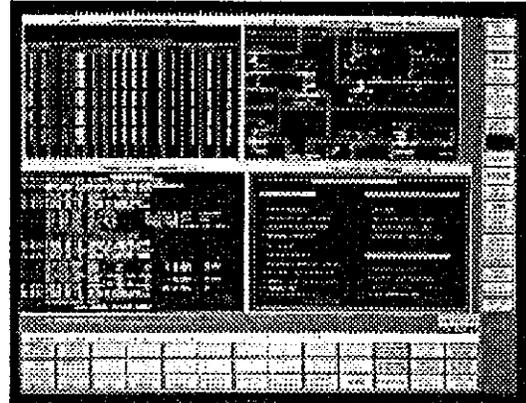


Figura 11: Diagrama unifilar de estación Volcán de Agua.

enlaces que desea consultar en tiempo real. El DISGEN cuenta con librerías que contienen bloques de íconos predefinidos para acelerar el proceso del diseño. Ranger tiene la capacidad de almacenar hasta 10,000 displays, si el espacio en disco lo permite.

El paso final del proceso de generación es copiar los displays fuentes de la base de datos activa y traducirlos de acuerdo a la nueva base de datos, que aún se encuentra inoperativa, para producir los displays run-time. Este proceso es como hacer una 'compilación' de los diagramas dibujados para que puedan reflejarse los datos tomados de la base de datos en la pantalla para ser consultados por los operadores.

Una vez traducidos, los displays pueden ser mostrados en la pantalla en un grupo de hasta cuatro ventanas a la vez, como se muestra en las Figuras 11 y 12.



Ejemplo de displays generados con DISGEN
Figura 12

3.3.4 Activación de la base de datos

Una vez que la nueva base de datos está lista para ser habilitada, los componentes estáticos que se necesitan en cada consola son transferidos hacia ellas (por ejemplo, displays de run-time, nombres de subestaciones, nombres de puntos, textos de alarmas, mensajes de verificación de integridad, etc.) Las consolas soportan dos archivos de datos estáticos, el del grupo de datos activos y el de los inactivos. Para cambiarse a la nueva base de datos, el sistema EMS debe ser re-arrancado. La información crítica como los datos de la telemetría, alarmas, datos ingresados por los operadores y las etiquetas o tags deben ser trasladados de la base de datos anterior a la nueva. Si los componentes estáticos que se requieren en una consola no han sido transferidos, se transfieren en el re-arranque, luego que arrancan los servidores de aplicaciones y de adquisición de datos.

3.4 Modificación en línea de la base de datos

Como se mencionó antes, existe una utilidad para hacer cambios a la base de datos de tiempo real (RTDB) llamada Limited On-Line Real-Time Update, mejor conocida por sus siglas en inglés LORUP. Esta funciona con formas de Oracle que actualizan las estructuras de datos fuentes. La ejecución de esta herramienta hace que las modificaciones sean automáticamente actualizadas en la base de datos de Ranger y distribuidas en sus componentes. La RTU que será afectada debe ser declarada fuera de servicio antes de modificarla.

3.5 Ejemplo de estructura de datos: puntos analógicos

Ranger utiliza una gran cantidad de tablas para almacenar la información de la telemetría y el procesamiento local de datos. El manual System Data Requirements describe en más de 500 páginas cada uno de los registros y campos utilizados en la construcción de la base de datos. Como ejemplo se listan a continuación los campos de los registros de los puntos analógicos, en orden alfabético:

Campo	Tipo	Descripción
BIAS	real	Bias value. Límite inferior en unidades de ingeniería.
CALIP1	entero	Punto de ingreso de cálculos. Valor de ingreso para el cálculo definido por CALTYP.
CALIP2	entero	Punto de ingreso para los cálculos con más de un valor de ingreso.
CALOPT	entero	Opción de cálculo.
CALPER	caracter	Período de cálculo.
CALPT	caracter	Bandera de punto de calibración.
CALSMP	entero	Contador de cálculos de muestreo.
CALTYP	caracter	Tipo de salida del cálculo.
CAT	entero	Categoría de alarma.
CLASS	entero	Clase de alarma
CLFREQ	entero	Frecuencia de cálculo.
CTLTMT	entero	Timeout de control
CTLTYP	caracter	Tipo de control
DASCPT	caracter	Bandera de scan para análisis de disturbios (DAL)
DATRGR	caracter	Bandera de punto de arranque de DAL
DBAND	entero	Process deadband. Indica si el punto ha variado para poder ser procesado.
DPLYID	entero	Número de display.
DSFMIX	entero	Coordenada X inicial para marco del display.
DSFMIY	entero	Coordenada Y inicial para marco del display.
DSSCAL	entero	Factor de escala del display.
ENGINX	caracter	Nomenclatura de unidad de ingeniería.
ESAFLAG	caracter	Bandera de archivo de ESA.
HLIM1	real	Límite superior uno.
HLIM2	real	Límite superior dos.
HLIM3	real	Límite superior tres.
HLIM4	real	Límite superior cuatro.
HLIM5	real	Límite superior cinco.

HLIM6	real	Límite superior seis.
HLIMFG	caracter	Banderas de uso de límites superiores (YYNNYNY)
IMPLM	caracter	Bandera de implementación de reserva.
LLIM1	real	Límite inferior uno.
LLIM2	real	Límite inferior dos.
LLIM3	real	Límite inferior tres.
LLIM4	real	Límite inferior cuatro.
LLIM5	real	Límite inferior cinco.
LLIM6	real	Límite inferior seis.
LLIMFG	caracter	Banderas de uso de límites inferiores (YYNNYNY)
PNTNAM	caracter	Nombre del punto.
PONTNO	entero	Número del punto.
PRIORT	entero	Prioridad de la alarma.
PSEUDO	caracter	Bandera de pseudo-punto.
REASON	caracter	Bandera de condición razonable.
ROCLIM	real	Límite de frecuencia de cambio.
RTNHI	entero	Límite superior de retorno a la normalidad.
RTNLO	entero	Límite inferior de retorno a la normalidad.
RTUNO	entero	Número de RTU a la que pertenece el punto.
SCALE	real	Límite máximo en unidades de Ingeniería.
SECNAM	caracter	Nombre de punto de análisis de seguridad.
SEQNUM	entero	Número de secuencia de scan de DAL.
SEATRG	entero	Número de secuencia de trigger de DAL.
SPCOMP	real	Setpoint compliance range.
SPGRP	entero	Setpoint group.
SPSCAL	real	Setpoint scale value.
SUBNAME	caracter	Nombre de la subestación.
TRGHI	entero	Límite superior de trigger.
TRGLO	entero	Límite inferior de trigger.
TXTINX	entero	Índice de textos de alarmas.
VALUE	real	Valor inicial del punto analógico.
VIOLAT	caracter	Bandera de violación de pendiente positiva de frecuencia de cambio.

3.6 Análisis de disturbios (DAL)

El subsistema DAL analiza la información generada por el subsistema de alarmas en busca de eventos que disparen o den inicio a un disturbio en el sistema de distribución y generación de potencia (SNI). En inglés estos eventos son conocidos como triggers. Un disturbio se presenta cuando sucede algo anómalo e inesperado en el SNI que frecuentemente deja sin servicio eléctrico a los usuarios del INDE. Los triggers pueden ser cambiados, añadidos o borrados a discreción del operador.

Cuando ocurre un trigger, DAL hace lo siguiente:

- ▶ Renombra la recolección de sus datos de modo pre-disturbio a modo de período de disturbio
- ▶ Se inicia una nueva recolección de datos en modo pre-disturbio
- ▶ Por un período predefinido se ignoran los subsecuentes triggers que pueden ser parte del disturbio actual
- ▶ Pueden existir dos o más recolecciones de datos en período de disturbios concurrentemente.

Durante el modo pre- y post-disturbio los datos son recolectados cada 10 segundos por cinco minutos. Durante el disturbio los datos de status del SNI son recolectados cada 2 segundos y los datos de los puntos analógicos cada 10 segundos. El período de disturbio dura hasta que el trigger regresa a la normalidad o por 5 minutos. La duración de cada período puede ser ajustada dentro de la base de datos del Ranger.

Los valores de DAL pueden ser editados en cualquier momento, excepto cuando sucede un disturbio. El operador puede, sin embargo, abortar el análisis de un disturbio.

Toda la información recolectada se puede mostrar en “displays”, reportes, trending y puede ser almacenada en disco para su posterior análisis.

3.7 Sistema de control de generación

El sistema de control supervisorio Ranger del INDE cuenta con ciertas aplicaciones que aun no han sido configuradas o implementadas al momento de escribir este documento. En conjunto, esas aplicaciones son llamadas en inglés "power systems applications Software" o software de aplicación para sistemas de energía. Estas han sido diseñadas para que la institución que genera y distribuye electricidad, en este caso el INDE, pueda hacer modificaciones y adiciones a su sistema cuando éste crezca. La inclusión de estas facilidades fue un factor importante al momento de comparar el sistema contra otros SCADA. Las aplicaciones son las siguientes:

Sistema de Control de Generación
Control Automático de Generación (AGC)
Despacho Económico (ED)
Planificación y Contabilidad de Energía (ESA)

El Sistema de Control de Generación es un conjunto de procesos que regulan la generación de energía, de acuerdo a restricciones operacionales y económicas, y siguiendo las políticas de intercambio de energía con otras entidades generadoras y distribuidoras de electricidad.

El Sistema de Control de Generación consiste en dos subsistemas principales. El Control Automático de Generación efectúa cálculos de errores del área de control y de la generación deseada, además de llevar un control de las unidades de generación especificadas dentro de su configuración inicial para lograr la generación deseada. La aplicación de Despacho Económico calcula el punto de operación más económico y el factor económico de participación de cada generador en el modo de control automático.

Estos subsistemas trabajan juntos para controlar la generación real que cumpla económicamente con la requerimientos de la demanda de energía.

El Control Automático de Generación realiza dos funciones principales:

- ▶ Opera en conjunto con los subsistemas de Despacho Económico (ED) y la Calendarización y Contabilidad de Energía (ESA) para regular la cantidad de energía eléctrica generada dentro del área de control especificada. La regulación responde a los cambios en la frecuencia del sistema, la carga de las líneas de

transmisión, o la relación de estos factores para mantener la frecuencia calendarizada del sistema y/o el intercambio calendarizado con otras compañías generadoras con límites predeterminados.

- ▶ Hace la validación de los datos recibidos por telemetría y los ingresados por el operador para poder ser utilizados por el sistema de control de generación.

El subsistema del AGC puede monitorear tantas unidades generadoras como fueron declaradas en la variable MXGENU, que estén dentro del área controlada por el sistema y puede administrar estas unidades. El AGC puede monitorear tantas líneas como fueron declaradas en la variable MXTLAG y relacionarlas con las cargas declaradas en MXNCLD.

La información del AGC es almacenada en distintas estructuras de datos:

- ▶ Parámetros misceláneos del AGC
- ▶ Areas de control de generación
- ▶ Datos de unidades de generación
- ▶ Controles de incremento, decremento y punto óptimo de generación
- ▶ Datos de líneas de transmisión
- ▶ Cargas
- ▶ Feriados

El Despacho Económico calcula los valores óptimos de la generación de energía, tomando en cuenta el número y tipo de unidades de generación, el combustible utilizado por éstas y el calendario de intercambio de energía con otras entidades generadoras. La información de DE se almacena en las siguientes estructuras:

- ▶ Parámetros para el Despacho Económico
- ▶ Curvas de calentamiento
- ▶ Información de tipos de combustibles
- ▶ Parámetros de tipos de combustibles para las unidades de generación
- ▶ Elementos de la Matriz-B (factores de penalización por pérdidas)
- ▶ Elementos de los vectores de ED

Por otra parte, la aplicación de Calendarización y contabilidad de energía recolecta, calcula y almacena valores periódicamente, en intervalos definidos por el usuario, que servirán para contabilizar datos de generación, intercambio y consumo de energía con ciertas 'cuentas' declaradas por el operador. Los datos se guardan en "Oracle" en tablas que pueden fácilmente ser accesados por medio de comandos de SQL. Existe una forma de "Oracle" para poder acceder esta información, y se pueden mostrar los datos históricos y futuros en gráficas de líneas, barras y pies.

Por ejemplo, un usuario puede definir los siguientes conjuntos de recolección de datos:

- ▶ Producción estimada de energía para unidades hidráulicas y térmicas
- ▶ Producción medida de energía para unidades hidráulicas y térmicas
- ▶ Energía calendarizada recibida y despachada para transacciones expiradas
- ▶ Transferencias medidas de energía sobre líneas de corriente alterna y corriente directa
- ▶ Etc.

Los reportes de ESA pueden ser diarios, semanales, mensuales y anuales, y pueden ser impresos automáticamente en períodos predefinidos por el usuario. Estos reportes ayudan a contabilizar las transacciones tenidas con las entidades con quien se acordaron intercambios de energía, e información de generación que servirá para que el departamento financiero de la entidad pueda rectificar sus cobros y pagos de energía despachada y de insumos utilizados.

Todo el Sistema de Control de Generación aun no ha sido implementado a la fecha en el INDE. Los datos de inicialización de las aplicaciones no han sido recolectados y la utilización de estas facilidades se tienen como proyecto para el futuro cercano.

Estas aplicaciones, especialmente la de contabilidad, serán de extrema utilidad cuando el INDE termine de normar y automatizar los intercambios de energía eléctrica con los productores privados, especialmente los ingenios de la Costa Sur, y con El Salvador. Cuando se logre implementar la interconexión centroamericana, la cual ha sido acordada por los presidentes centroamericanos para el principio del próximo siglo, el Control de Generación será obligatorio en todos los países miembros del acuerdo.

3.8 Procedimiento de entrega y aceptación del sistema: FAT y SAT

El sistema Ranger SCADA, antes de ser entregado al INDE para su uso productivo, tuvo que ser verificado previamente por parte del proveedor y por el personal del INDE involucrado en el proyecto. Es importante recordar que el sistema es de tecnología de punta de lanza, y que fue preparado especialmente para el INDE. La base de Ranger es la misma que se está mercadeando en otros países con otros clientes, pero esta implementación tenía algunas particularidades propias, como por ejemplo la comunicación por radio con las RTUs instaladas en las subestaciones de Brillantes, Escuintla y Aguacapa, la cual tuvo que ser verificada con atención.

El primer nivel de verificación es el Factory Acceptance Test o Prueba de Aceptación en la Fábrica, mejor conocido por sus siglas en inglés FAT. Esta prueba es realmente un autochequeo que hace el proveedor del sistema para confirmar que el programa que está entregando esté libre de errores de programación, de configuración y comunicación con los periféricos del sistema. El control de calidad es efectuado en esta fase.

Los procedimientos de FAT están descritos en dos manuales de más de cien páginas cada uno. Los tests corridos son básicamente los mismos que se listan en el apéndice de este documento en el Confidence Test, pero las pruebas en el FAT son mucho más exhaustivas.

El procedimiento exige que el cliente esté presente durante el FAT para ser testigo de que el sistema será embarcado a su destino final en buen funcionamiento y que se entregará un sistema que cumpla con los requerimientos del cliente y con las funcionalidades ofrecidas por el proveedor. En presencia del cliente se corren una lista de procesos, la cual ha sido acordada con anterioridad, en donde se incluye correr las rutinas más críticas del sistema. Esta es la oportunidad del cliente para solicitar cualquier cambio necesario para cumplir con los requerimientos del proyecto, previo a ser enviado a su destino final.

El FAT no es una prueba definitiva, luego de la cual se pueda garantizar que el sistema funcionará sin problemas. Se puede comparar este procedimiento a la compilación de un programa, al final de la cual un programador puede estar seguro que todas las partes que componen su programa están en su lugar y en orden, pero se debe luego correr el programa para saber si todas las instrucciones son bien ejecutadas.

El FAT es corrido con RTUs de prueba, sin controlar una subestación real. Toda la información almacenada en la base de datos es ficticia y no tiene otro fin más que el de ejercitar el sistema y poder proveer de elementos de práctica a los futuros operadores del SCADA. La RTU está directamente conectada a un módem sin utilizar líneas telefónicas, señales de radio o de microonda, como en la práctica estará instalada.

En el caso del INDE, además de que los ingenieros del proyecto asistieran al FAT, se invitó también a el consultor que les aconsejaba los mejores derroteros durante el desarrollo del proyecto. Juntos decidieron rechazar el resultado de algunas pruebas para que el proveedor corrigiera los errores encontrados. La demostración de la eliminación de tales problemas debería ser el primer punto a tratar durante la segunda fase de verificación, el SAT.

El Site Acceptance Test o Prueba de Aceptación en el Sitio de Instalación, mejor conocida por sus siglas en inglés SAT, es la prueba que se efectúa en el lugar donde el sistema residirá permanentemente. Su objetivo es comprobar que las funciones más comunes trabajen adecuadamente en el campo. Se utilizan para esta fase los programas ejecutables y la base de datos de más reciente creación, que incluyan datos reales del cliente, con la intención de manejar RTUs mediante medios de comunicación reales. El listado de procedimientos que se acuerda ejecutar durante el SAT no cubre la totalidad de las funciones del sistema.

El tipo de SAT que finalmente fue elegido efectuar en el INDE se llama Prueba de Confianza o Confidence Test. Para esta prueba fueron invitados los proveedores, el representante en Guatemala de la casa matriz, el personal del INDE a cargo del proyecto y su consultor. Las pruebas fueron realizadas con las RTUs de Guatesur, Guateeste y Guatenorte. En el primer intento de terminar el SAT no se pudo lograr una comunicación confiable con las RTUs de Escuintla, Aguacapa y Brillantes, debido a que los modems no podían lograr una comunicación confiable por medio de radio en frecuencias de UHF que el INDE utiliza. El Control Automático de Generación, el Despacho Económico y la Contabilidad de Energía no fueron considerados para esta prueba.

Para cada una de las pruebas que no funcionan correctamente, tanto en el FAT como en el SAT, se llena una forma firmada por el proveedor y el cliente donde se detalla cuándo, cómo y donde sucedió la falla, los pasos tomados hasta llegar a ella y su solución. Un ejemplo de esta forma de detalle de falla se puede apreciar en la copia adjunta. Además, al final del SAT se hizo un memorándum en el que se listan los participantes de la prueba, las pruebas efectuadas y su resultado, así como la decisión de posponer o aceptar la entrega del sistema. Cada una de las pruebas fallidas es declarada como un evento.

Además de la prueba de confianza, se declaró como necesaria una prueba de disponibilidad (availability test), que no es más que observar el sistema por un período de 100 horas, durante las cuales no debe suceder ningún evento provocado por el mismo sistema.

La aceptación final del sistema se dio luego de que los ingenieros de NMTI-BNM se hicieran presentes en las instalaciones de la subestación INDE Guatesur en dos oportunidades separadas. Por consejo del asesor del INDE no se firmó la aceptación hasta estar seguros que todo el sistema funcionaba perfectamente y que la comunicación

con las subestaciones, las cuales fueron mencionadas arriba, era confiable, incluyendo aquellas cuya conexión se logra por medio de radio, microonda y conexión directa.

El momento de recibir el proyecto en perfectas condiciones es muy importante, dado a que es entonces cuando el INDE dice recibir a satisfacción todo el equipo y todos los cambios adicionales serán cobrados por aparte por parte del proveedor. Es importante también notar que el proveedor no se encuentra en Guatemala, y que a pesar de que el representante de NMTI como varios ingenieros del INDE fueron entrenados en la casa matriz, el soporte final será remoto sin la presencia de el proveedor para diagnosticar y solucionar problemas de operación y programación.

La firma de la aceptación del proyecto es el evento en el que el proveedor se desliga del cliente y éste asume la responsabilidad de la operación, mantenimiento y mejoramiento del sistema y se da inicio al período de garantía. Es también una aceptación por parte del INDE a pagar el sistema recibido.

La prueba de confianza fue efectuada utilizando el cuestionario que se detalla en la sección de apéndices, al final de este documento.

Ambas pruebas, FAT y SAT son de suma importancia, pues aseguran al cliente que se entregará un sistema en perfecto funcionamiento, cumpliendo con las expectativas ofrecidas al inicio de la negociación.

A continuación se adjuntan copias de los documentos de aceptación final del SAT y un ejemplo de un reporte de un evento sucedido durante las pruebas.



I. N. D. E.
GUATEMALA, C. A.

DIRECCION CABLEGRAFICA
INDE GUATEMALA.
TELEX-INDE-5324-GU

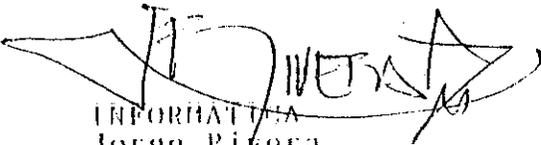
NUMERO
REFERENCIA

Al contestar, sírvase mencionar
este número y referencia

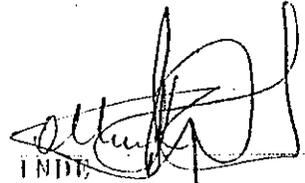
CERTIFICATE OF SITE ACCEPTANCE TEST

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (INDE).

As this day: September 1, 1995, it is certified that the Site Acceptance Test of the System ordered by INFORMATICA Contract POINHO194 from Network Management Technology, Inc. for INDE has been completed.



INFORMATICA
Jorge Rivera
Systems Engineer



INDE
Mario De León
Project Manager



ECC
Savu Savulescu
Consultant



NMFI, Inc.
Marsha Campbell
Project Manager



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION

FORMA 74103.0

I. N. D. E.
GUATEMALA, C. A.

DIRECCION CABLEGRAFICA
INDE GUATEMALA.
TELEX-INDE-5324-GU

NUMERO

REFERENCIA

Al contestar, sírvase mencionar
este número y referencia

MINUTA DE REUNION ACERCA DE LA ACEPTACION FINAL

DEL SISTEMA SCADA/AGC DE NMTI

PARTICIPANTES:

MARSHA CAMPBELL
SAVU SAVULESCU
CARLOS FARFAN
CARLOS PONCIANO
DANIEL YUPE
MANUEL MEDINA
MARIO DE LEON
JORGE RIVERA

NMTI
ECC
INDE
INDE
INDE
INDE
INDE
INFORMATICA

Marsha Campbell
Cary Agu
[Signature]
[Signature]
[Signature]
[Signature]
[Signature]
[Signature]

LUGAR Y FECHA: Guatemala sur, 1 de Septiembre de 1995

HORA: 15:20

-PRIMERO:

Se hace constar que se ha llevado a cabo el calendario de actividades propuesto por Mrs. Campbell de acuerdo a la minuta de reunión del día Miercoles 30 de Agosto, considerando satisfactoria su realización, por lo que los representantes de INDE; INFORMATICA y el consultor de ECC, deciden aceptar formalmente el Sistema RANGER fabricado por NMTI.

-SEGUNDO:

Es importante resaltar el trabajo arduo realizado por el personal de NMTI: Mrs. Marsha Campbell, Mr. Scott Hanks y Mr. Kurt Jensen, lo cual ha permitido tener a la fecha el Sistema en operación normal.

-TERCERO:

Durante las pruebas realizadas el día de hoy, se registró un evento (copia adjunta) y se notó que los tiempos de respuesta de los displays de las Subestaciones de Aguacapa, Guatesur y Guatenorie son mayores de 1 segundo (copia adjunta).

Test Event Log

Project: INDE Test Type: SAT
Procedure: N/A Event Number: 1
Section: _____ Step: _____
Date: 9/1/95 Time: 11:45

Q.A.

Event Description:

DRUSST SIG ABORT (6). No procedures were currently running. Core file indicates abort in call to errmsg called by drvscc (line 432). Errmsg had called fprintf in line 113. The error being output was "DRUSST MSG: 941 MOD: DRUSCC >> 15 50 1058 2".

System restarted.

Comments, Workarounds, etc:

INDE CON 2 - 11 CRTS 8035, 8034, 8037, 526
INDE CON 1 - 4 CRTS 8033, 8034, 8037, 526
INDE CON 3 - 4 CRTS 7177, 526, 404, 527

I certify that the above adequately describes what occurred.

Tester: [Signature] Witness: M. Campbell Date: 9/1/95

Resolution Tracking (circle appropriate description):

SPR/ECN/HPR/Other No: _____ Subsystem/Device: _____

Event Resolution:

Q.A.

I certify that this event has been satisfactorily resolved.

Tester: _____ Witness: _____ Date: _____

Capítulo Cuatro

Comunicaciones

4.1 Protocolos de comunicación

Para que las RTUs instaladas en cada subestación puedan enviarle información a el servidor de recolección de datos del sistema Ranger, el RDAS, de manera tal que se puedan entender sin problemas, es preciso seleccionar y utilizar un protocolo de comunicación.

Un protocolo de comunicación es una serie de reglas que indican cómo se realizará el intercambio de información entre dos dispositivos. El ejemplo más sencillo es el de observar la manera como se comunican dos personas en distintos países. En nuestro país una persona espera pacientemente a que su interlocutor termine de hablar y raramente lo interrumpe. Los italianos por otra parte, gritan al mismo tiempo sin esperar respuesta. Esas reglas comunicación son tácitas entre humanos, pero entre computadoras deben seguir rigurosas reglas preestablecidas.

Los protocolos más sofisticados y de mayor aceptación, como el TCP/IP de la Internet por ejemplo, tienen varios niveles en los que se ejecutan tareas distintas, según el nivel de servicio requerido (red, transporte, aplicación, etc.) El TCP/IP es preferido para enviar grandes cantidades de información entre dos o más hosts y es el utilizado en la red de área local del sistema Ranger. Las RTUs manejadas por el SCADA Ranger, utilizan un protocolo serial más sencillo llamado Telegyr 8979, de la casa Landis & Gyr.

El protocolo común dentro de la industria del SCADA es el Modbus, que por cierto es el mejor documentado en el Internet. El INDE sugirió el 8979, que también es de buena aceptación en el mercado, por la cantidad de RTUs Landis & Gyr que se tenían instaladas en el Sistema Nacional Interconectado.

El Telegyr es un protocolo half duplex, basado en la transmisión de bytes. Dicha transmisión puede ser asincrónica con 8 bits, 1 stop bit, un start bit y sin paridad, o sincrónica con 8 bits por byte. Cada implementación puede tener distinta velocidad



medida en baudios.

A diferencia de el TCP/IP, el cual envía paquetes de información de tamaño fijo, el protocolo serial envía hileras de bits de diferente longitud. Estas hileras están definidas a continuación.

Existen reglas diferentes para la recepción y transmisión de datos analógicos y de status. Recuérdese que los datos de status indican si un dispositivo está en un estado o en otro, por ejemplo encendido o apagado, funcionando o descansando, etc. Un dato analógico contiene un valor de una medición, por ejemplo un voltaje, amperaje, etc.

La velocidad de comunicación entre RTUs y el servidor de recolección de datos no es mayor a 1200 baudios. En realidad, actualmente los modems Motorola están configurados para trabajar a 300 y 600 baudios. Si se cambia la velocidad se debe arrancar de nuevo el RDAS.

El software de SCADA está escrito de tal manera que pueda lidiar con sistemas de comunicación serial poco confiables. Esta es una característica común en casi cualquier SCADA, y es por eso que se ha preferido mantener el límite de los 1200 baudios. La velocidad de cada canal de comunicación, conocido por el SCADA como PCP (puerto físico de comunicaciones), puede ser modificada editando el archivo /etc/services del servidor de recolección de datos Inderdas1. El parámetro magma# mencionado es el número de puerto del multiplexor asincrónico donde están conectados los modems. La parte principal del archivo que configura la comunicación con las RTUs se muestra en la siguiente página.

En la figura 13 se muestra el listado de las subestaciones del INDE y el PCP correspondiente para su comunicación con la sistema central.

Fragmento de /etc/services de Inderdas1

```
# fragmento de /etc/services de inderdas1
# start of INDE channels as of September 1, 1995
#
# Estos son los parametros de configuracion de los canales de comunicacion:
# pcp#,port_id/magma#,baud_rate,rts/cts delay in secs,rts/cts delay in millisecs,
# data bits, parity, stop bits, interbyte gap, trace, comment
# rts/delay in secs and millisecs: to trigger ptt in the radios (usar millisecs)
# interbyte gap: tiempo para darse cuenta que el mensaje esta recibido
#         medido en bytes en relacion con el tiempo, mientras mas
#         ruido, mas gap
# trace (1-3): cantidad de datos (mensajes verbales) para debugging
# Cada vez que se cambia algo se tiene que arrancar de nuevo el RDAS.
# Cada uno de los pcps tiene relacion en el mismo orden con los modems.
# La sintonizacion se logra tambien revisando los pcps en la base de datos.
#
# pcp0 is gnorte and geste
pcp0 7000/mdu10,600,0,5,8,n,1,6,1 # Ranger Physical Communication Port 0
# pcp1 is gsur
pcp1 7001/mdu11,600,0,5,8,n,1,6,1 # Ranger Physical Communication Port 1
# pcp2 is aguacapa and escuintla and Brillantes
pcp2 7002/mdu12,300,0,200,8,n,1,30,1 # Ranger Physical Communication Port 2
# pcp3 es Quixal, modificado el 21-sep-95
pcp3 7003/mdu13,300,0,30,8,n,1,6,1 # Ranger Physical Communication Port 3
# pcp4
pcp4 7004/mdu14,600,0,5,8,n,1,30,1 # Ranger Physical Communication Port 4
# when implementing this pcp, remove comment from pcp5 and put it on pcp21
#pcp5 7005/mdu15,600,0,5,8,n,1,30,1 # Ranger Physical Communication Port 5
# end of INDE channels as of September 1, 1995
pcp6 7006/mdu16,600,0,5,8,n,1,30,1 # Ranger Physical Communication Port 6
```

RTU COMMUNICATIONS SWITCHING

RTU NO.	RTU NAME	SER- VICE	---PRIMARY---	DAF	RCI	PCP	---ALTERNATE--	DAF	RCI	PCP	COMM.	PRIME	ALTERNATE	COMMUNICATION STATUS
1	GNORTE	IN	1	1	1	0	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
2	GSUR	IN	1	1	1	1	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
3	GESTE	IN	1	1	1	0	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
4	MARINALA	IN	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
5	AGUACAPA	IN	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
6	ESCUINTL	IN	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
7	BRILLANT	IN	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
8	QUIXAL	IN	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
9	ESPERANZ	OUT	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
10	AHUACHAP	IN	1	1	1	0	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
11	ALBORADA	IN	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
12	VOLCAN	IN	1	1	1	1	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
13	CENTRO	OUT	1	1	1	1	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
14	SAMARATE	OUT	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
15	PANALUYA	OUT	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
16	PROGRESO	OUT	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
17	CHIQUIMU	OUT	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
18	CHIMALTE	OUT	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
19	COCALES	OUT	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
20	MAZATE 2	OUT	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
21	ESCLAVOS	OUT	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
22	ST MARIA	OUT	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
23	NOVELLA	OUT	1	1	1	4	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
24	RIOGOBOS	OUT	1	1	1	5	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
25	MORALES	IN	1	1	1	2	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
26	PSEUDO2	IN	0	0	0	0	0	0	0	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
49	PSEUDO1	IN	0	0	0	0	0	0	0	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
50	Ashevitig	OUT	1	1	1	21	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
51	CapFearG	OUT	1	1	1	30	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
53		OUT	1	1	1	27	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL
55		OUT	1	1	1	27	1	1	1	0	PRIME	AVAIL	UNAVAIL	UNAVAIL

Figura 13: Listado de canales de comunicación para las RTUs

4.2 Descripción de los mensajes de transmisión del protocolo Telegyr 8979

Analog Scan	
Ejemplo de transmisión: tx ff ff 00 01 81 04 00 00 07 00 fd 21	
Definición de cada elemento de la transmisión (tx):	
ff ff	preámbulo
00	"master" "status" con bit de "acknowledge" encendido en cada "scan" exitoso
01	dirección de la estación
81	"scan" analógico con MSB encendido para indicar el último bloque
04	conteo de bytes en el resto del mensaje, excluyendo el CRC
00 00	número de punto de inicio
07 00	número de punto de final
fd 21	CRC

En esta tabla y las siguientes se mencionan los siguientes términos:

- ▶ Analog scan es una lectura de un dato analógico.
- ▶ Status scan es una lectura de un dato digital.
- ▶ Acknowledge es la señal que indica que se recibió la señal de comunicación.
- ▶ CRC es el chequeo de redundancia de datos para determinar si existieron errores en la transmisión.
- ▶ Nibble es un conjunto de 4 bits. El MSN se refiere a los primeros 4 bits, el ISN se refiere a los bits 3 al 6, asumiendo que se inició a contar desde 1 y el LSN se refiere a los últimos 4 bits.

donde LSN: least significant nibble (el menos significativo)
 ISN: intermediate significant nibble (el de significancia intermedia)
 MSN: most significant nibble (el más significativo)
 CRC: cyclic redundancy check para corrección de errores



Analog Scan		
Ejemplo de recepción: rx ff 20 01 81 0e 00 00 ec db be ed cb be eb bb be eb bb be da a5		
Descripción de cada elemento de la recepción (rx):		
ff	preámbulo	
20	status de RTU	
01	dirección de la estación	
81	respuesta analógica con el MSB encendido para indicar el último bloque	
0e	conteo de bytes excluyendo el CRC	
00 00	número de punto de inicio	
ec	e: ISN0	c: LSN0
db	d: LSN0	b: MSN0
be	b: MSN1	e: ISN1
ed	e: ISN2	d: LSN2
cb	c: LSN3	b: MSN2
be	b: MSN3	e: ISN3
eb	e: ISN4	b: LSN4
bb	b: LSN5	b: MSN4
be	b: MSN5	e: ISN5
eb	e: ISN6	b: LSN6
bb	b: LSN7	b: MSN6
be	b: MSN7	e: ISN7
da a5	CRC	

Utilizando esta notación binaria, los 8 valores P_i recibidos por la estación maestra desde la RTU son formados por la siguiente combinación de nibbles:

P0 = bec
P1 = bed
P2 = bed
P3 = bec
P4 = beb
P5 = beb
P6 = beb
P8 = beb

Como se puede apreciar, cada valor consta de 12 bits y cada grupo de tres bytes conforman la combinación de dos valores de 12 bits.

Status scan	
Ejemplo de transmisión: tx ff ff 04 01 87 04 00 00 07 00 fc b4	
Definición de cada elemento de la transmisión (tx):	
ff ff	preámbulo
04	master status con bit de acknowledge encendido en cada scan exitoso
01	dirección de la estación
87	scan analógico con MSB encendido para indicar el último bloque
04	conteo de bytes en el resto del mensaje, excluyendo el CRC
00 00	número de punto de inicio
07 00	número de punto de final
fc b4	CRC

Como se puede apreciar, la única diferencia con los scans analógicos es el número 87, valor que indica ser un scan indicador que funciona como una bandera del último block.

Status scan	
Ejemplo de recepción: rx ff 20 01 87 04 00 00 00 00 fd 6f	
Descripción de cada elemento de la recepción (rx):	
ff	preámbulo
20	status de RTU
01	dirección de la estación
87	respuesta analógica con el MSB encendido para indicar el último bloque
04	conteo de bytes excluyendo el CRC
00 00	número de punto de inicio
00	8 puntos de status con status 0 en el LSB
00	8 bits de memoria con memoria 0 en el LSB
fd 6f	CRC

El código de chequeo de redundancia, o Cyclic Redundancy Check Code incluido en el mensaje es el estándar CRC16 basado en el polinomio $X^{16} + X^{15} + X^2 + 1$.

Para monitorear las transmisiones en cada canal de comunicaciones existe una utilidad llamada PCPMON, ubicada en /home/inde02/ranger/rdas1/bin/pcpmon en el servidor de recolección de datos Inderdas1. Se utiliza desde una X-Terminal tecleando:

```
# pcpmon -Ri  
ó # pcpmon -pj
```

donde i es el número de la RTU y j es el número de canal de comunicación PCP que se desea monitorear. Si no se obtiene ningún resultado, quiere decir que esa RTU está incomunicada. De lo contrario se recibirán el listado de mensajes transmitidos y recibidos de la siguiente manera:

```
tx ff ff 00 01 81 04 00 00 07 00 fd 21  
rx ff 20 01 81 0e 00 00 ec db be ed cb be eb bb be eb bb be da a5  
tx ff ff 04 01 87 04 00 00 07 00 fc b4  
rx ff 20 01 87 04 00 00 00 00 fd 6f  
...
```

hasta que se interrumpa el programa. Con un poco de paciencia se puede descifrar qué es lo que se está comunicando entre el RDAS y la RTU.

4.3 Medios de comunicación

En INDE cuenta con los siguientes medios de comunicación para usos operativos y de mantenimiento:

Radio en la banda de VHF, en frecuencias de 149 a 151 MHz
Onda portadora en líneas de alta tensión (PLC o power line carrier)
Microonda digital
Radio en la banda UHF, en frecuencias de 500 MHz

El sistema de radio en la banda VHF tiene 6 repetidoras trabajando aisladamente en un sistema abierto de comunicación entre estaciones bases, móviles y portátiles, para servicios de voz únicamente. Uno de estos canales es utilizado exclusivamente para la operación manual del SNI por medio de operadores en cada subestación y planta. Los demás se comparten para usos administrativos, mantenimiento de líneas y de respaldo para la operación del Sistema Eléctrico.

Los enlaces por onda portadora se realizan por medio de canales de voz, a 600 ohmios, con señalización E&M. Los enlaces entre subestaciones de 230 KV y 138 KV incluyen señal de teleprotección en un canal separado, donde hay más de 2 canales, y compartida con voz en donde solamente existe un canal.

Tales enlaces utilizan dos señales de transmisión, dos de recepción y dos señales adicionales llamadas E&M. Estas últimas sirven para avisar al operador cuando se levanta el auricular de uno de los radioteléfonos en el otro extremo de la línea para que puedan responder la llamada.

Los enlaces actualmente en operación son los siguientes:

Enlace	Canales
Sub. Guatemala Sur - Sub. Guatemala Este	2
Sub. Guatemala Sur - Sub. Guatemala Norte	4
Sub. Guatemala Sur - Central Marinalá	1
Sub. Guatemala Sur - Central Escuintla	2
Sub. Guatemala Sur - Central Quixal	4
Sub. Guatemala Sur - Sub. Ahuachapán	2
Sub. Guatemala Norte - Sub. Guatemala Este	2
Sub. Guatemala Norte - Central Quixal	4
Sub. Guatemala Este - Sub. Ahuachapán	2
Central Escuintla - Sub. Brillantes	2
Central Escuintla - Central Aguacapa	2
Central Escuintla - Central Marinalá	1
Central Aguacapa - Embalse	1
Central Marinalá - Embalse	1

Actualmente, existe una línea de interconexión entre Guatemala y El Salvador. Para operarla eficientemente se instaló un sistema de comunicaciones por microonda digital. El sistema de comunicaciones punto a punto entre el Centro de Control, localizado en Subestación Guatemala Sur y las subestaciones de Guatemala Este, Ahuachapán (El Salvador) y el Centro de Control de El Salvador, utiliza la banda de 1.7 a 2.0 GHz. Actualmente es utilizado en un 20% de su capacidad. Cuenta con un sistema CEPT de 30 canales a 2048 Kbits/seg, con repetidoras localizadas en el Volcán de Agua y el cerro Soledad Grande. Este sistema puede en el futuro implementarse con enlaces concentradores para sistemas de telecomunicación multipuntos regionales. La salida final de este sistema lo constituyen canales de voz a 4 y 2 hilos, 600 ohmios y con señalización E&M.

El INDE tiene planificado en el futuro realizar los siguientes proyectos:

- ▶ Modernizar los enlaces de Onda Portadora, sustituyendo los equipos terminales que ya rebasan los 20 años de servicio continuo.
- ▶ Ampliar el sistema de comunicaciones de UHF para el SCADA, en los lugares donde sea necesario debido a las limitaciones de distancia, topografía o disponibilidad de frecuencias.
- ▶ Ampliar la cobertura del sistema de microonda, implementando nuevos enlaces.
- ▶ Implementar un sistema adecuado para las transmisiones de voz entre las principales centrales y subestaciones del INDE y de otras compañías privadas de cogeneración.

Capítulo Cinco

Mantenimiento y expansión

5.1 Soporte y mantenimiento

Por ser el Ranger un sistema crítico para el buen servicio de el INDE hacia sus usuarios, es indispensable contar con mantenimiento y soporte casi inmediato por parte de el fabricante y el representante local. El sistema está encendido y funcionando las 24 horas del día, los 365 días del año. Esto hace importante que se tomen en consideración medidas para que el equipo se mantenga limpio y protegido. Por estar todo el tiempo en funcionamiento, no siempre se podrá apagar para un mantenimiento normal como el que regularmente se le hace a una computadora. El mantenimiento se hará en vivo solamente a los componentes que lo permitan y lo requieran.

Un par de veces al año se deberá apagar completamente el equipo para proceder con el mantenimiento profundo. Este procedimiento deberá ser acordado con las autoridades del INDE en días y horas que no se consideren críticas.

El contrato de mantenimiento deberá ser suscrito por el INDE y el proveedor por escrito, con períodos de cobertura de por lo menos un año, durante los cuales el proveedor se compromete a brindar soporte y reposición de repuestos de manera inmediata.

A continuación se describen algunos aspectos que deberán ser consideradas dentro del contrato de mantenimiento que tenga el Ranger.

5.2 Mantenimiento del sistema Ranger

El proveedor o representante local deben suministrar el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para asegurar la operación correcta y la funcionalidad del equipo, efectuando una visita de mantenimiento preventivo e inspección técnica mensual. El

mantenimiento correctivo se efectuará de acuerdo al procedimiento establecido con anticipación. Más adelante se lista un procedimiento tentativo.

El INDE deberá cumplir con ciertas responsabilidades para cooperar con el mantenimiento. Las más importantes son:

- ▶ EL INDE permitirá a el proveedor acceso completo al equipo para ejecutar el servicio de mantenimiento correctivo durante el período especificado de cobertura de servicio del contrato.
- ▶ EL INDE es responsable por la información grabada en medios magnéticos; se recomienda que conserve copias actualizadas de sus archivos de datos y programas, así como originales del sistema operativo que utilice en sus computadoras personales o redes.
- ▶ EL INDE está obligado a llevar una bitácora de las fallas y soluciones a problemas de hardware y software que ocurran en el sistema como futura referencia para cuando una falla se repita.
- ▶ EL INDE es responsable de que el software de las computadoras bajo contrato no sean infectadas por programas de virus. Esto es necesario solamente para las computadoras personales que puedan integrarse a la red Ethernet, más no así para las consolas de los operadores, ya que el Ranger no tendrá contacto con otros ambientes similares por medio de ninguna red. Los usuarios deberán ser educados para prevenir un ataque de virus, lo cual es poco probable en la configuración actual del Ranger.
- ▶ EL INDE deberá asegurarse de contar con una instalación eléctrica que cumpla con los requisitos de los fabricantes del equipo de procesamiento de datos, que incluyen un voltaje de alimentación regulado, y tomacorrientes polarizados debidamente aterrizados.
- ▶ EL INDE es responsable de que la línea telefónica utilizada para el módem requerido para los diagnósticos remotos esté en buen funcionamiento todo el tiempo. Usualmente las líneas telefónicas de Villa Nueva, donde se encuentra instalado el Ranger, han sido muy sucias, en el sentido de que una comunicación de datos contiene mucha basura, lo que hace que la información manejada por la línea telefónica no sea del todo confiable.
- ▶ Si el INDE directa o indirectamente modificara el equipo cubierto por el contrato de mantenimiento, entonces el acuerdo de la instalación de tales modificaciones o agregados y las responsabilidades de servicio serán negociados entre el proveedor y el INDE. El proveedor no sería responsable por pérdidas de uso de equipo o de

cualquier otro reclamo debido a modificaciones, agregados, ajustes o reparaciones hechas al equipo por el INDE sin un acuerdo con el proveedor.

5.3 Procedimiento para la atención de fallas del equipo

Se clasificarán las fallas de la siguiente forma:

Falla crítica:

- ▶ Servidor RAS ó RDAS fuera de operación
- ▶ Totalidad de los módems fuera de operación
- ▶ Totalidad de las consolas fuera de operación
- ▶ Falla total de la red

Falla no crítica:

- ▶ Una o dos consolas fuera de operación
- ▶ Impresoras fuera de operación
- ▶ Uno o dos módems fuera de operación
- ▶ Reactivación manual del sistema Ranger
- ▶ Reactivación de una consola o proceso
- ▶ Errores de programación del sistema Ranger

Fallas que son responsabilidad del INDE:

- ▶ Falla provocada por operador
- ▶ Falla en las comunicaciones de radio o sistema de microondas
- ▶ Falta de energía eléctrica
- ▶ Mal uso del sistema Ranger

En caso de ocurrir fallas o anomalías en el funcionamiento y operación del equipo, se deberá proceder de la manera siguiente:

- ▶ El INDE reportará la falla comunicándose telefónicamente con el proveedor, o por medio de un mensaje al localizador o teléfono celular del técnico de turno.
- ▶ En base al reporte recibido telefónicamente, se determinará si la falla se debe a un problema de hardware o de software que utiliza el sistema.

- ▶ En caso se defina que la falla es debida al software, se realizará un diagnóstico y corrección de ella por teléfono, vía módem, y de ser necesario personal de el proveedor se deberá presentar a las instalaciones de INDE para examinar la naturaleza del problema. Si el problema no puede ser solucionado en esta forma, se solicitará la asistencia de Bailey Network Management ubicado en Houston, en los horarios de trabajo que ese Centro de Control tiene establecidos. Para procurar una asistencia inmediata se tendrá habilitada una línea telefónica para un módem que permita el acceso remoto para el diagnóstico y corrección del problema.
- ▶ En caso de reporte de una falla crítica de hardware, el proveedor se deberá presentar al lugar en donde se encuentra el equipo dañado en un período no mayor de 2 horas en días hábiles y 4 horas en días inhábiles, después de haberse recibido la llamada. Se corregirá la falla en el lugar y de no poderlo hacer así se procederá a realizar un cambio del equipo defectuoso en un período de tiempo que dependerá de la disponibilidad de componentes que el proveedor tenga en ese momento. De ser necesario, luego de permanecer el equipo dos días hábiles en poder del proveedor, se deberá sustituir por un equipo de características similares mientras se repara el equipo original. El tiempo de entrega del equipo reparado dependerá del tiempo de respuesta del soporte de BNM para la reinstalación del software y bases de datos, en caso fuera necesario realizar estas tareas.
- ▶ En caso de falla no crítica, el proveedor se presentará a las instalaciones de INDE Guatesur en horas hábiles para proceder a la corrección del problema reportado. El procedimiento a seguir es igual al descrito anteriormente.
- ▶ En caso de falla provocada por el usuario, esta será corregida por el proveedor aunque no sea parte del contrato, por lo que posteriormente será negociado con el INDE la cancelación del servicio prestado.

5.4 Expansiones futuras

A la fecha de la publicación de este documento, el INDE había contratado la expansión del sistema Ranger SCADA que se tiene instalado en la Subestación Guatesur.

Ranger es un sistema que debe permitir el control y manejo del SNI las veinticuatro horas del día durante todo el año, para prevenir o superar desperfectos del sistema eléctrico nacional, y para garantizar el suministro de energía a todos los guatemaltecos la mayor parte del tiempo.

Dada su importancia, este sistema computacional debe contar con sistemas de respaldo de datos y operación que permitan que se mantenga en operación la mayor parte del tiempo. Estos sistemas no deben ser limitados a un UPS que garantice su alimentación eléctrica. Existen riesgos, como en cualquier sistema computacional, que un disco, memoria, módem o una computadora completa falle de manera temporal o permanente. Una falla de este tipo impediría el flujo y utilización de la información de la que dependen los operadores de la Sala de Mandos, evitando que se puedan tomar decisiones que afecten el servicio continuo y eficiente a los consumidores del INDE y las interconexiones internacionales presentes y futuras. Por tal motivo se propuso la instalación e implementación de un sistema de respaldo para el Ranger.

Este sistema de respaldo cuenta con computadoras redundantes que garantizan la adquisición de datos en el caso de la falla de modems, computadoras y discos de manera inmediata.

Las características principales de este sistema de respaldo es la capacidad de funcionar en modo failover, lo que significa que si uno de los servidores llegara a tener un problema de funcionamiento negando servicio a los usuarios, otro servidor entraría a funcionar en su lugar. También se cuenta con una red de área local dual, por si se da el caso que una tarjeta de red o un cable dejen de funcionar, incomunicando a alguna de las consolas o los servidores.

El sistema dual será configurado y probado en Houston antes de ser importado para ser instalado en Guatesur por personal técnico de BNM y del representante local.

5.5 Beneficios del sistema redundante

Algunos de los beneficios más importantes que ofrece el sistema Ranger propuesto son los siguientes:

- ◇ Garantía de operación ininterrumpida a pesar de una falla de:
 - red
 - memoria
 - discos
 - modems
 - servidores de comunicaciones
- ◇ Servidor de aplicaciones con procesador Alpha más rápido
- ◇ Más espacio en disco para la generación de nuevas bases de datos y diagramas unifilares
- ◇ Baja curva de reentrenamiento a los operadores familiarizados con el sistema actual
- ◇ Consola de desarrollo para descargar de trabajos de reconfiguración a los servidores
- ◇ Servicio de instalación, implementación y apoyo por parte de NMTI-BNM y el representante local.
- ◇ Servicio de soporte remoto desde Guatemala o Houston vía módem
- ◇ No hay necesidad de reconfigurar las comunicaciones con las RTUs actualmente en operación
- ◇ Utilización de tecnología SCADA de vanguardia
- ◇ El equipo propuesto es **100%** compatible con el sistema SCADA Ranger que actualmente se tiene en operación

Expansión del sistema Ranger SCADA del INDE

1997

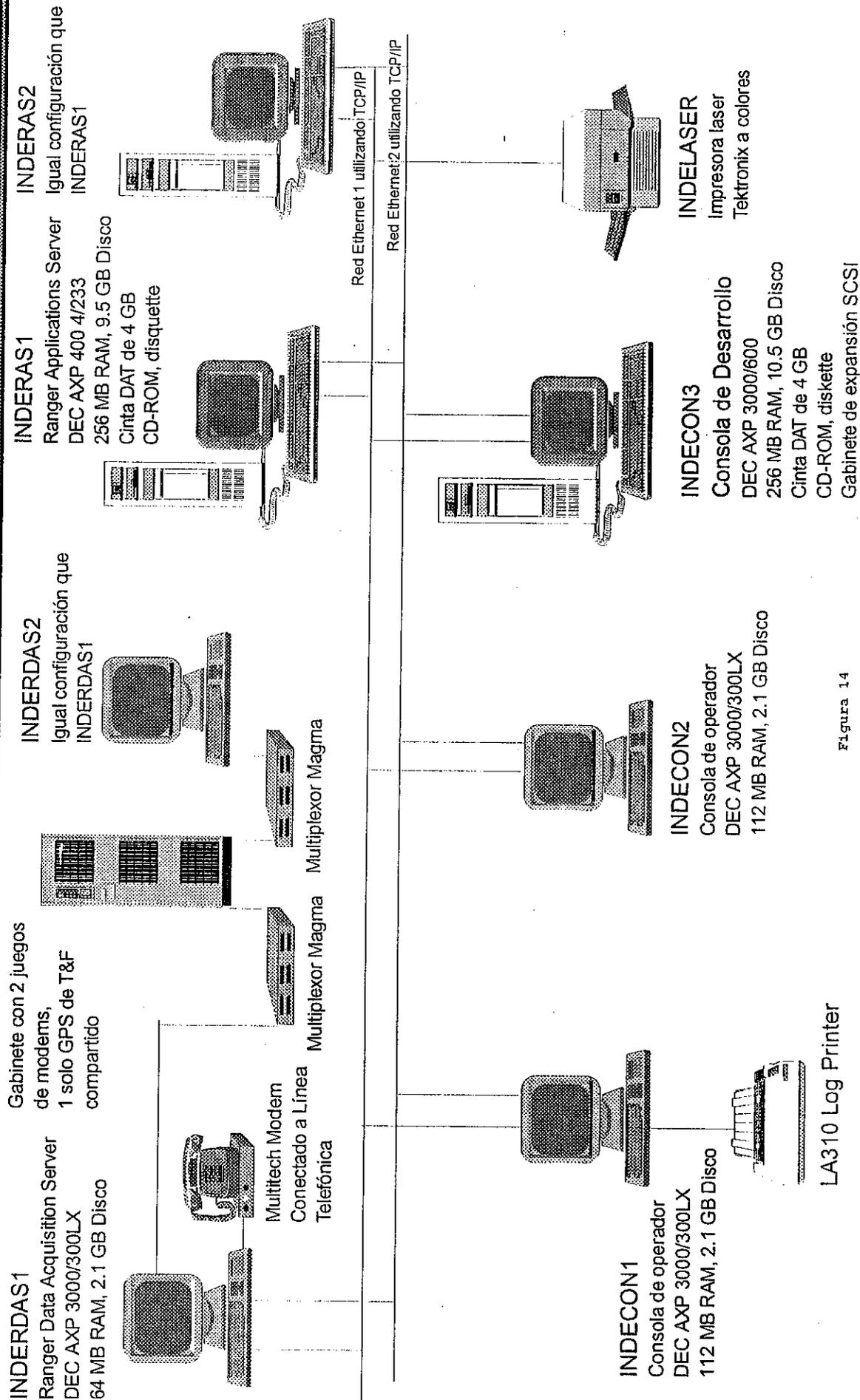


Figura 14

5.6 Expansión propuesta

El proyecto de expansión contempla, no sólo el suministro del equipo SCADA, sino también el servicio de instalación y puesta en funcionamiento del mismo. La expansión se ilustra en la figura 14.

Servicios de ingeniería de sistemas para la instalación e implementación del sistema failover Primera fase	
◇	Reconfiguración de el servidor redundante de adquisición de datos RDAS. El nuevo RDAS es el servidor DEC Alpha AXP 3000/300LX con 64 MB de memoria RAM que actualmente funciona como Indecon3.
◇	Instalación y configuración de consola de desarrollo para generación de bases de datos y diagramas unifilares. Indecon3 será la DEC AXP 3000/600 con 256 MB de memoria RAM, 10.5 GB en disco, CD-ROM de 600 MB y unidad de cinta para respaldo de datos de 4 GB DAT que actualmente funciona como RAS.
◇	Suministro, instalación y configuración de nuevo servidor de aplicaciones RAS. Este es un servidor AlphaServer 400/233, con sistema operativo Digital Unix, 256 MB de memoria, almacenamiento en disco de 9.6 GB, mouse, CD-ROM de 600 MB, floppy de 1.44 MB, tarjeta de red PCI Ethernet y monitor SVGA de 17".
◇	Suministro, instalación y configuración de 6 modems adicionales de iguales características a los utilizados actualmente para la comunicación con las RTUs soportando el protocolo Landis & Gyr 8979.
◇	Suministro, instalación y configuración de bridge Tellabs para que los modems puedan compartir las líneas de comunicación con las RTUs.
◇	Suministro, instalación y configuración de la red Ethernet redundante, incluyendo dos tarjetas de red en cada estación, dos hubs y doble cableado.

**Servicios de ingeniería de sistemas para la instalación e implementación del sistema de control automático de subestaciones SCADA Ranger
Segunda fase**

◇	Suministro, instalación y configuración de nuevo servidor de aplicaciones RAS. Este es un servidor AlphaServer 400/233, con sistema operativo Digital Unix, 256 MB de memoria, almacenamiento en disco de 9.6 GB, mouse, CD-ROM de 600 MB, floppy de 1.44 MB, tarjeta de red PCI Ethernet y monitor SVGA de 17".
◇	Integración de el nuevo servidor RAS a la red del sistema SCADA actual.
◇	Configuración de manejo de bases de datos redundantes para failover en el sistema SCADA mediante la instalación de un nuevo release de Ranger.
◇	Sincronización de bases de datos en servidores RAS redundantes.

**Listado de equipo para el sistema backup-failover SCADA Ranger
Primera fase**

Item	Cant	No. Parte	Descripción	Marca
Servidor de Aplicaciones RAS				
1	1	PB520-AA	AlphaServer 400/233, sistema operativo Digital Unix, 32 MB de memoria, disco de 1.05 GB, mouse, CD-ROM de 600 MB, floppy de 1.44 MB, tarjeta de red PCI Ethernet	Digital
2	2	DR70/128	128 MB de memoria	DTRAM
3	2	RZ29B-VA	Discos duros StorageWorks de 4.3 GB %, Wide SCSI ST15150N	Seagate
4	1	LK471-AA	Teclado tipo PS/2	Digital
5	1	VRT17-PA	Monitor a colores SVGA LE de 17 pulgadas, resolución de 1280 X 1024	Digital
6	1	QL-MT5AE-AA	Licencia de desarrollo Digital Unix C (incluye DBX)	Digital
Equipo para sistema failover				
8	1	PN# 16	Magma board	Magma
9	1	62005201	Módem chassis RM-16M	UDS
10	16	188906-00	Módem rack mount RM-202T	UDS
11	2	M-8007	Power supply	Tellabs
12	2	DE450-CA	Bridge rack	Tellabs
Red de área local				
13	16	M-4449	Bridge	Tellabs
14	32	NPN	Cables	Blackbox
15	2	DETML-SA	16 port HUB	Digital
16	5	PMAD-AA	Turbo-channel LAN interface card (para Alpha 3000 series)	Digital
17	2	E450-AA	PCI LAN interface card (para Alpha 400 series)	Digital
18	1	1324C1EU	Plotter SummaJet 2C, 300 dpi, a color, formato A-D	Houston Ins
Software				
19	1	BNM-2R	Licencia de Ranger SCADA para failover	NMTI

**Equipo para el servidor de control automático de subestaciones SCADA Ranger
Segunda fase**

Item	Cant	No. Parte	Descripción	Marca
Servidor de Aplicaciones RAS				
1	1	PB520-AA	AlphaServer 400/233, sistema operativo Digital Unix, 32 MB de memoria, disco de 1.05 GB, mouse, CD-ROM de 600 MB, floppy de 1.44 MB, tarjeta de red PCI Ethernet	Digital
2	2	DR70/128	128 MB de memoria	DTRAM
3	2	RZ29B-VA	Discos duros StorageWorks de 4.3 GB %, Wide SCSI ST15150N	Seagate
4	1	LK471-AA	Teclado tipo PS/2	Digital
5	1	VRT17-PA	Monitor a colores SVGA LE de 17 pulgadas, resolución de 1280 X 1024	Digital
6	1	QL-MT5AE-AA	Licencia de desarrollo Digital Unix C (incluye DBX)	Digital
Red de área local				
7	1	TL-111A	Port sharing device	Blackbox
8	1	E450-AA	PCI LAN interface card (para Alpha 400 series)	Digital
Software				
9	1	O-FO-2	Licencia de Oracle para servidor failover	Oracle
10	1	BNM-2R	Licencia de Ranger SCADA para failover en el RAS	NMTI



Capítulo Seis

Administración

6.1 Adquisición y administración del sistema SCADA

Para que el SCADA del INDE tenga una larga vida útil es indispensable hacer ciertas correcciones en los procedimientos de administración y operación que actualmente se siguen en el CENADO. Es recomendable que se revise la manera como se está administrando el sistema y que se consideren las necesidades actuales de entrenamiento y el mejoramiento de las comunicaciones. La elaboración de un plan de desastres debe ser obligatorio, ya que siempre se corre el riesgo de perder la información que se almacena en los medios magnéticos de cualquier equipo de cómputo. Por esa razón se debe tener una disciplina de respaldo de datos y se deberá revisar la seguridad de acceso físico y remoto al equipo. Cada una de estos temas se discute con más detalle en este capítulo.

Aunque se trate de alargar la vida del Ranger, éste no será un sistema que dure décadas. Con el cambio tan drástico que sufre la tecnología año tras año, es fácil prever que en un lustro o en una década se podrá adquirir un sistema mucho más "inteligente", probablemente por precios mucho menores que los actuales. Por tal razón, se inicia esta sección con algunas recomendaciones para la futura selección de un nuevo SCADA. Estas recomendaciones no dependen del cambio tecnológico, por lo que serán aun válidas en años venideros.

6.1.1 Requerimientos estratégicos deseables en un nuevo proyecto de SCADA

Usualmente la selección de un sistema SCADA o de un sistema de Distribución Automatizada depende mucho del proyecto que se desea automatizar. No es lo mismo adquirir un SCADA para una planta generadora pequeña, como lo puede ser un ingenio azucarero guatemalteco por ejemplo, que el sistema que supervisará la generación,

transmisión y distribución de electricidad de toda la nación.

El otro obstáculo es la variedad de proveedores con productos distintos que no cumplen con estándares fijos. El concepto de SCADA está plasmado en cada producto claramente, pero la decisión de adquirir uno u otro podría obligar al comprador a quedarse de por vida dependiendo de un proveedor o de una familia de productos de hardware. Esto es todo lo contrario a lo que la tecnología de sistemas abiertos han logrado en el campo de la computación, en donde ya no se depende completamente, como en los años 80, de un solo proveedor de hardware o periféricos. En lo que a nuestro tema se refiere, la decisión de adoptar un protocolo de comunicaciones para las RTUs puede variar el curso futuro del desarrollo del proyecto, si se elige tecnología de poca popularidad en la industria a nivel mundial, pues prontamente se estarán utilizando RTUs y periféricos que podrían volverse obsoletos por falta de soporte y repuestos cuando el proveedor se dé cuenta que el estándar preferido por la industria es otro y decida orientar su producción hacia ese camino.

Por tales razones, se presentan aquí algunos lineamientos de tipo general para la estrategia de selección de un nuevo equipo de SCADA. La selección final dependerá de cada proyecto en particular.

El propósito principal de un sistema SCADA es el de soportar operaciones funcionales críticas y proveer información rápida y confiable para ayudar a la toma de decisiones. Los sistemas deben ser tanto técnicamente prácticos como ser capaces de brindar beneficios máximos a la organización que sirva, lo que por ende significa que brinda productividad significativa y reducción de gastos.

Un sistema SCADA debería de ser el corazón de la organización que lo utilice. Debe ser una parte integral de la estrategia tecnológica de la empresa y debe tener una relación claramente definida con sus demás sistemas de información. El INDE, por el momento, no ha integrado a la red del SCADA ninguna otra conexión a sistemas administrativos para compartir información. Este es un proyecto a realizarse en un futuro cercano.

La estrategia de selección debe ser dividida en cuatro partes:

- ▶ Estrategia tecnológica
- ▶ Costos y beneficios
- ▶ Estrategia de implementación
- ▶ Impacto organizacional

6.1.1.1 Estrategia tecnológica

6.1.1.1.1 Arquitectura

La estrategia será proveer sistemas que recolecten información en tiempo real, en una base jerárquica, con interconectividad para propósitos corporativos y generación de reportes, con la capacidad de integración si es requerida en el futuro.

Se preferirán sistemas abiertos que permitan elegir futuras expansiones de equipo y periféricos que no por fuerza sean del mismo proveedor. La elección de sistemas abiertos para el proyecto del INDE fue clave en el éxito del mismo. Se le dará importancia a la capacidad del sistema de poderse integrar en red por distintos medios y protocolos con otras redes de computadoras. Los sistemas de información deben seguir este patrón. Además, la empresa y sus requerimientos pueden cambiar en el futuro, por lo que el sistema debe ser fácilmente reconfigurado para reflejar estos cambios.

6.1.1.1.2 Se requieren riesgos mínimos

Los sistemas grandes tienen altos riesgos de fallas. Las entidades que utilizan sistemas SCADA regularmente evitan sistemas muy grandes y complicados. Usualmente se prefieren tecnologías probadas previamente. Se debe evitar tecnología de punta de lanza, en la que la empresa que la implemente sea la pionera. Se evitarán sistemas SCADA que no hayan sido probados.

De ser posible se elegirán soluciones que contemplen el funcionamiento del equipo en modo failover, con configuraciones de servidores duales, con arreglos de discos RAID, con memoria RAM con corrección de errores, clustering de servidores y cualquier alternativa que garantice una alta disponibilidad.

6.1.1.1.3 Distribución de la inteligencia

Esta estrategia será la de elegir sistemas SCADA cuyo diseño contemple que la inteligencia esté distribuida al nivel más bajo posible; es decir, en el hardware. Aquí se deben considerar todos los periféricos, hardware de comunicación y unidades remotas que alimenten de información al sistema central.

Esto incrementará la confiabilidad de los sistemas ofreciendo capacidades de funcionamiento tipo 'stand-alone' para partes del sistema en caso de fallas en las comunicaciones o del sistema central. Un dispositivo remoto con capacidad de almacenamiento local ofrece este tipo de ventajas. También incrementa la capacidad del sistema compartiendo la carga de procesamiento.

6.1.1.2 Costos y beneficios

6.1.1.2.1 Estrategia de contratación

Se deberá minimizar las marcas del equipo adquirido.

Al reducir la variedad de equipo, y por ende las calidades, proveedores, estándares, etc., se minimizarán los riesgos y costos del SCADA. Esta reducción de variedad minimizará el número de interfaces requeridas entre los sistemas SCADA y el sistema de cómputo de la entidad en donde se procesan las demás aplicaciones administrativas.

6.1.1.2.2 Equipo existente

Se deberá mantener compatibilidad con el equipo existente hasta donde sea práctico y económicamente factible. Esto se hará para resguardar la inversión efectuada con anterioridad. Esta compatibilidad debe cubrir tanto hardware como software. De ser posible, se debe considerar la interconexión con los sistemas de cómputo administrativos existentes.

En el caso del INDE, la inversión previamente hecha en RTUs Landis & Gyr influyó drásticamente, al punto de ser este el factor determinante para elegir el protocolo de comunicación principal del Ranger SCADA.

El equipo de cómputo existente para tareas administrativas y de automatización de oficinas no será utilizado para aplicaciones que operen en tiempo real. Tales sistemas pueden ser aprovechados para planeamiento, diseño, manejo de la información proporcionada por el sistema SCADA, control de mantenimiento y operaciones, etc.

6.1.1.2.3 Planeamiento y programación

Los proyectos de SCADA serán objeto de estudio dentro de la planificación global de la institución que lo adquiera. Cada proyecto debe ser justificado en base a costos. El SCADA puede proveer una significativa reducción de costos en horas-hombre trabajadas, utilización de vehículos, consumo de electricidad, etc., pero tales reducciones pueden no ser suficientes en comparación con el monto de la inversión del proyecto y del período de tiempo que la institución espera aprovecharlo. Algunos otros factores intangibles pero siempre potenciales para la justificación son la calidad del nivel de servicio de la institución hacia sus consumidores y el impacto político que ello conlleve.

6.1.1.3 Implementación

6.1.1.3.1 Estándares externos

Se elegirán estándares aceptados a nivel internacional para incrementar la posibilidad de portabilidad y reducir el número de interfaces. Debido a que en el campo de SCADA no existen entidades que normen los estándares, se deberán elegir los que sean considerados como de aceptación por la mayoría de empresas dedicadas al SCADA y aquellos que prometan una larga vida útil al sistema y compatibilidad con equipo futuro.

6.1.1.3.2 Estándares internos

Se deberá crear una disciplina interna dentro de la institución que adquiera el sistema SCADA, que norme los estándares desarrollados para la buena utilización y aprovechamiento del equipo.

Estos estándares incluyen los nombres de archivos empleados, diseño de diagramas y pantallas, formato de documentación y reportes, etc. Dicha disciplina creará un ambiente de trabajo donde el flujo y la comunicación de información se vuelva lo suficientemente claro y entendible. La capacitación de nuevo personal será más fácil de esta manera.

6.1.1.3.3 Manejo de datos

La información proporcionada o extraída por el sistema SCADA deberá ser manejada en equipos cuya operación no sea crítica para el funcionamiento del SCADA. De esa manera no se robarán recursos computacionales a los procesos que trabajan en tiempo real, principalmente ciclos de CPU, memoria y espacio en disco.

Las herramientas que extraigan información de la base de datos del sistema no podrán bajo ningún pretexto bloquear el acceso o la capacidad de actualización de datos a la misma. Su trabajo deberá ser concurrente y a menor prioridad que los procesos de tiempo real del SCADA.

6.1.1.4 Impacto organizacional

Se le dará importancia al impacto en el número de personal, ambiente laboral, habilidades y entrenamiento requeridos para la implementación, operación y mantenimiento del equipo recomendado.

En la fase de desarrollo se requerirán recursos y experiencia que probablemente no pueda ser proveída por el proveedor o por la institución que desea adquirir el sistema. Por esa razón, es posible que se requieran los servicios de consultoría externa de alguna entidad con experiencia previa en este tipo de proyectos. Si se contrata la consultoría, se deberá contemplar la transferencia tecnológica para que los conocimientos adquiridos durante la adquisición e implementación del proyecto queden dentro de la institución, tanto en experiencia adquirida por el personal, como en documentación escrita.

Uno de los más grandes beneficios de un proyecto de SCADA es la educación adquirida por el personal involucrado y el conocimiento y aprovechamiento de la nueva tecnología.

6.1.2 Consideraciones de seguridad física y acceso remoto por medio del WEB

Guatemala es un país que acaba de terminar con un período de violencia y destrucción en el que el Instituto Nacional de Electrificación sufrió directamente ataques contra su infraestructura y sus servicios. La electricidad, como se pudo aprender entonces, es un objetivo importante del terrorismo por ser tan vital como el suministro de agua. La sociedad actual no puede funcionar sin electricidad. Imagínese un solo día sin electricidad. No habría tráfico vehicular normal por no haber semáforos ni bombas de gasolina que alimenten a los autos. Habrían edificios vacíos por no haber elevadores ni luz con que subir hacia los pisos superiores. Habrían asaltos fáciles por no haber alarmas ni luz que delate a los malhechores. Se arruinarían todos los comestibles que se refrigeran.

El sistema Ranger puede ser un blanco del terrorismo que al ser dañado o mal usado puede causar muchos estragos. Una persona con malas intenciones podría acceder un sistema SCADA para dejar sin electricidad a algún sector del país. La nueva era del Internet nos ha enseñado que una persona puede acceder información a miles de kilómetros de distancia en cuestión de segundos. El sistema Ranger también puede ser vulnerable mediante el acceso remoto por módem.

El primer nivel de seguridad, el de acceso físico, está cubierto por personal de la Policía Militar Ambulante que vigila la Subestación Guatesur y permite el acceso solamente a personal autorizado. La Sala de Mandos o Centro Nacional de Operaciones está dentro de un edificio, también custodiado, a donde se puede acceder por puertas cuyas llaves tiene personal seleccionado. Este acceso podría ser mejorado si se instalaran chapas lectoras de tarjetas de identificación con cinta magnética o con código de barras, pues las llaves convencionales pueden ser fácilmente duplicadas.

El segundo nivel de seguridad es el de ingreso al sistema. Una persona que ingrese por módem a el número telefónico que el INDE mantiene en secreto por razones obvias, podrá acceder a el sistema operativo OSF/1 (Unix) por medio de una combinación de nombre de usuario y contraseña. El puerto del módem ha sido configurado de tal manera que se tenga que utilizar un emulador de terminal asincrónica para trabajar en modo de caracter y es utilizado por el personal de soporte del representante local y de BNM para mantenimiento y administración del Unix. No existe la posibilidad, en esta configuración, de acceder el sistema con TCP/IP mediante SLIP ni PPP para realizar transferencias de archivos con FTP o extender remotamente la red para poder consultar los diagramas unifilares del Ranger. Esto es un proyecto que en el futuro puede ser implementado por el INDE pero se están diseñando medidas de seguridad especiales para tal acceso asincrónico remoto, como por ejemplo, que los displays presentados a usuarios remotos puedan solamente ser leídos pero no acepten comandos para operar el sistema (read only access).

La industria del SCADA está también tratando de aprovechar la tecnología de Internet e Intranet, principalmente en lo que se refiere a el MMI o Interface Hombre-Máquina. El INDE tiene la idea de poder utilizar estos métodos de comunicación en el futuro.

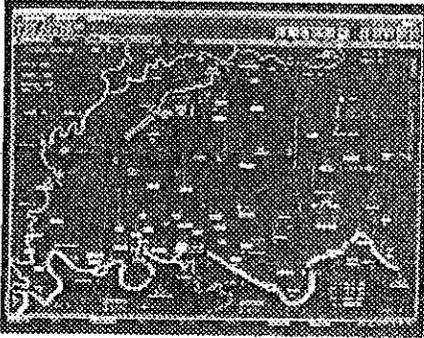


Diagrama unifilar
Figura 15

Mediante el uso de applets de Java se podría hacer una interface que se comunice con el usuario y se envíen por sockets los datos hacia el servidor de aplicaciones o de comunicaciones. Esto permitiría que se utilizaran múltiples plataformas para el acceso a la información. Los diagramas unifilares del SCADA podrían ser convertidos frecuentemente a gráficas tipo GIF o JPEG como las utilizadas en Internet para que los usuarios que solo necesitan hacer consultas puedan ver la información, aunque ésta no se presenta en tiempo real sino con

algunos segundos de retraso, como se muestra en la figura 15. De esta manera, cualquier usuario conectado a la red del SCADA que utilice un Web Browser como Netscape o Microsoft Explorer podría consultar la información. Estos usuarios podrían estar dentro de la Intranet de la institución o en cualquier parte del mundo si el sistema fuera un nodo del Internet públicamente accesible.

De hecho, existe ya en Islandia un sistema que puede ser accesado de esta manera en <http://wiznet.pcsoft.co.il>, donde se puede ver una 'demo en vivo' de SCADA. Por razones de seguridad, el acceso no se haría directamente al servidor de aplicaciones, sino a un servidor secundario que muestre la información y que cuente con un firewall para prevenir accesos no autorizados. Además, las páginas con información importante pueden ser protegidas por medio de contraseñas o por medio de la utilización de un filtro, como el Netscape FastTrack, que permita el acceso dependiendo de la dirección de IP de quien la consulta.

6.1.3 Prevención de desastres

Cualquier sistema de cómputo corre riesgo de dejar de funcionar en cualquier momento. Las causas pueden ser tan sencillas como la falta de mantenimiento o una sobre carga eléctrica, o algo fuera de control como un incendio o inundación.

Un desastre sucederá a menos que se haga un plan para prevenirlo y otro plan para recuperarse y volver a poner en operación el sistema lo más rápido posible luego de que suceda.

Actualmente, el personal del INDE que maneja el sistema no ha tenido la disciplina de

llevar una bitácora de reporte de anomalías, ni de seguir una rutina de respaldo de datos.

La bitácora es una parte importante en cualquier centro de cómputo, pues allí queda plasmado por escrito cada falla y error presentado, y la solución que se les dio a los problemas. Este documento podría servir en el futuro a otros nuevos operadores y administradores del sistema para solucionar problemas repetidos más rápidamente, sin que los usuarios tengan que sufrir con cada falla un largo tiempo de espera para la solución. Del mismo documento se pueden inferir estadísticas de la frecuencia de fallas y las partes del sistema que tienden a fallar, así como de la atención que ha prestado la empresa que brinda el soporte de software y hardware.

Por otra parte, el "backup" o respaldo de los datos permitirá que aunque se dañe permanentemente el sistema, se pueda reinstalar la información en algún hardware nuevo sin perder el tiempo invertido en el ingreso de la información de el sistema eléctrico. El "backup" se debe hacer de manera periódica y constante. Uno de los juegos de cintas del "backup" deberá residir fuera de las instalaciones de la Subestación Guatesur por si ocurriera un desastre como un incendio que destruyera el equipo. El hardware puede ser repuesto rápidamente, pero la información es muy difícil de recuperar y se perdería mucho tiempo en volver a reconstruir las bases de datos.

El sistema dual que el INDE tiene planeado instalar como parte de la expansión del equipo es una parte clave en la prevención de desastres. Como se explicó anteriormente en la sección de las expansiones futuras, un servidor o parte de la red puede fallar sin que todo el sistema se quede sin funcionar. De esta manera no se perderá información ni se generará tiempo muerto de trabajo.

El plan de prevención de desastres debe ser implementado por los administradores del sistema en conjunto con las autoridades de la institución. Dicho plan debe ser presentado por escrito a todo el personal involucrado con el uso del sistema, quienes recibirán entrenamiento para entenderlo y saber cómo proceder en caso de desastre. El plan es distinto en cada empresa debido a la manera de trabajar de cada quien, pero de deben considerar obligatoriamente ciertos puntos como los siguientes:

- ▶ Protección contra acciones hostiles de parte de empleados y personas ajenas a la institución.
- ▶ Errores humanos, por mala operación del equipo o por falta de entrenamiento.
- ▶ Mal funcionamiento del equipo por falta de mantenimiento, sobrecargas eléctricas o desgaste mecánico en discos e impresoras.
- ▶ Errores de programación y virus.

- ▶ Fallo de la red.
- ▶ Falta de energía eléctrica
- ▶ Falta de sustitutos para el personal que opera o administra el sistema.

Este último punto es muy importante, ya que muchas veces se acostumbra a asignar una labor a una sola persona. Cada empleado se vuelve 'experto' en las tareas que realiza, y el personal se puede volver dependiente de su presencia para realizar esas tareas. Por ejemplo, si se asigna la administración del sistema a una sola persona, el sistema se puede volver vulnerable cuando pida vacaciones, se enferme o, peor aún, cuando renuncie o sea despedido. De igual manera como los datos deben tener un respaldo, es una buena práctica que cada operador tenga su respaldo, pues un sistema crítico de 24 horas de operación no puede depender de una sola persona para las tareas críticas.

Por último, un plan de prevención similar se deberá acordar para la protección de todo el equipo externo a la sala de mandos donde se encuentra la estación maestra del Ranger. Las RTUs, líneas de comunicación, radios, antenas y demás equipo útil para la recolección de datos deben ser considerados de la misma manera como el equipo de cómputo central. Este hardware también necesita mantenimiento, repuestos, protección física, etc. Este plan dependerá de las condiciones geográficas, climáticas y facilidad de acceso a cada pieza de equipo.

6.1.4 Administración del sistema SCADA

El sistema de SCADA Ranger debe tener por lo menos dos personas responsables de su operación y mantenimiento, fácilmente localizables por teléfono regular o celular, localizador de personas o por radio. Estos administradores deben ser entrenados de tal manera que puedan operar todas las utilerías y facilidades que ofrece Ranger, deben estar involucrados en nuevas capacitaciones y en los planes de expansión de equipo o actualización de software. Además deben ser entrenados en nociones básicas de administración de Unix. Ranger tiene la ventaja de esconder casi de manera absoluta el sistema operativo Unix del usuario, por lo que un entrenamiento básico será suficiente.

Los administradores deben ser responsables principalmente de lo siguiente:

- ▶ Respaldo periódico y disciplinado de datos
- ▶ Reporte de fallas y problemas de operación en una bitácora
- ▶ Seguimiento de la resolución de problemas del sistema
- ▶ Contacto con los proveedores
- ▶ Control de consumibles del sistema (cintas de impresoras, diskettes, cintas

- ▶ magnéticas, papel, etc.)
- ▶ Control de mantenimientos
- ▶ Planificación de tareas para la recuperación en caso de desastres
- ▶ Recuperación de desastres
- ▶ Control de espacio libre en discos
- ▶ Modificación de bases de datos
- ▶ Generación de nuevas bases de datos
- ▶ Diseño de diagramas o displays
- ▶ Compartir la información suministrada por Ranger con otras dependencias y autoridades del INDE

La capacitación del administrador deberá ser constante y se debe permitir su actualización periódicamente. Será aconsejable que estas personas asistan a las reuniones de usuarios (Users Group Meetings) que BNM organiza semestralmente para poder enterarse de nuevas actualizaciones de software y de la retroalimentación que los demás usuarios de Ranger pueden brindar.

Será contraproducente depender de solamente dos administradores, pues estas personas pueden enfermarse, solicitar vacaciones, buscar otro empleo o ser asignadas a otras tareas diferentes al Ranger. Es recomendable que el número de administradores sea tres o cuatro. Por el contrario, si se capacita a muchas personas se puede perder el control al permitir que varias personas a la vez hagan tareas críticas como la modificación y generación de las bases de datos.

6.1.5 Entrenamiento continuo a los usuarios

Los operadores del sistema deberán ser constantemente capacitados para poder aprovechar las facilidades que ofrece Ranger. Esta capacitación debe incluir instrucción de cómo utilizar los nuevos displays que eventualmente se creen cuando sea necesario. Además, cada vez que el Sistema Nacional Interconectado crezca, el Ranger necesitará de más displays y por ende mostrará más información que los operadores deben consultar.

Un operador entrenado sabrá también detectar problemas mostrados por Ranger, los que deberán ser reportados a los administradores, y con o sin ayuda de éstos podrá prevenirlos o solucionarlos.

No es necesario que un operador del sistema sea entrenado en el uso del sistema operativo Unix.

6.1.6 Comunicación confiable por módem

La subestación Guatesur, donde se tiene instalado el Ranger, siempre ha tenido el problema de tener líneas telefónicas 'sucias', por medio de las cuales la comunicación por medio de módem hacia el sistema ha sido poco confiable por la cantidad de ruido o basura que se mezcla con los datos transmitidos. Últimamente, el problema se ha incrementado a tal punto de no poderse lograr una conexión, aun con los modems configurados a bajas velocidades y con protocolos de corrección de errores. La línea telefónica del módem deberá ser tratada como la más importante de la subestación, pues por medio de ella se puede tener soporte remoto de los proveedores en Guatemala y Houston. El soporte puede ser necesitado en un momento de crisis y sin una línea confiable el tiempo que el equipo se mantenga fuera de línea puede ser muy perjudicial para el INDE y sus usuarios. Además, el soporte telefónico es mucho menos oneroso para el presupuesto del INDE que la presencia de los técnicos del proveedor.

6.1.7 Objetivos para el futuro: Sistema de Control de Generación

Como se mencionó anteriormente, los presidentes centroamericanos han acordado una interconexión de los sistemas eléctricos de los países del área para principios del próximo siglo. Dicha interconexión demandará controles estrictos de generación y control de transacciones de intercambio de energía entre países. El INDE deberá considerar de alta prioridad el proyecto de implementación y puesta en funcionamiento de las aplicaciones de Control Automático de Generación (AGC), Despacho Económico (ED) y la Calendarización y Contabilidad de Energía (ESA), las cuales aun no han sido habilitadas en el Ranger.

Una proyecto de a nivel centroamericano de tal calibre requerirá que se automaticen los procesos de intercambio de energía para poder, como fin principal, minimizar costos e incrementar las ganancias.

El proyecto requerirá de una fuerte inversión en el hardware necesario a ser instalado en las plantas generadoras y las subestaciones distribuidoras para poder brindar la información necesaria al Ranger. Si se requiere entrenamiento, el INDE deberá considerar enviar a sus administradores a educarse en los procesos de recolección de datos iniciales, configuración de bases de datos e implementación del Sistema de Control de Generación antes de terminar el siglo, para seguir a la vanguardia de la capacidad de servicio que lo ha caracterizado en comparación de los otros países del área. Es importante recordar que este sistema SCADA es el más maduro del área, seguido de cerca del costarricense, que también fue suministrado por BNM de Houston.

6.1.8 Contrato de mantenimiento

El INDE no cuenta en este momento de contrato de mantenimiento que cubra el riesgo de descomposturas del sistema y de reemplazo de repuestos o piezas descompuestas. Referirse al capítulo anterior donde se describe detalladamente lo indispensable para lograr tal acuerdo.

La evaluación de los contratos ofrecidos se debe inclinar por el que ofrezca reemplazo de partes en el menor tiempo posible.

6.1.9 Acceso remoto para compartir información

Ranger recolecta una gran cantidad de información que podría ser aprovechada por personas que no trabajan directamente en la Sala de Mandos del CENADO. Estos datos pueden ser compartidos utilizando las herramientas apropiadas. Existe un software llamado Historian que recolecta grandes cantidades de información acerca de los eventos ocurridos en el sistema controlado por el SCADA. Los datos pueden ser exportados a hojas de cálculo de Microsoft Excel para que un usuario pueda estudiarla, graficarla y presentarla a las personas que necesitan estar enteradas del comportamiento del SNI.

El acceso a esta información puede ser local, por medio de una extensión de la red Ethernet del sistema Ranger y su conexión a una red administrativa local, o por medio de acceso remoto por módem, cuidando de las consideraciones de seguridad comentadas anteriormente.

En un futuro cercano se tiene en proyecto poner a disposición del recién creado Mercado de Mayoristas información proporcionada por el SCADA, instalando terminales gráficas remotas con acceso de consulta solamente, sin posibilidades de modificación o control.

6.1.10 Mejoramiento de las comunicaciones con las RTUs

El cambio de la conexión de RTUs por medio de señales de radio en frecuencias VHF a microondas brindaría comunicaciones mucho más confiables a las que se tienen en el presente. Las microondas son un medio mucho más limpio y rápido para la transmisión de datos en oposición a el PLC actualmente utilizado para la comunicación con algunas de las RTUs instaladas en la costa sur.

Es obvio que la instalación de nuevos enlaces de microondas requiere de un amplio presupuesto, pero se podría justificar por la pureza y confiabilidad de la información

recibida, además que el ancho de banda puede ser utilizado para otros fines ajenos al Ranger.

6.1.11 Disciplina en el respaldo de información

En el presente no se tiene disciplina con el respaldo de la información del sistema Ranger hacia medios magnéticos. Una copia oportuna de las bases de datos pueden evitar que el sistema esté fuera de línea por mucho tiempo luego de un desastre.

Es recomendable que los administradores del sistema hagan un calendario estricto de respaldo de datos para evitar problemas futuros con la pérdida de información.

6.1.12 Se debe prevenir la obsolescencia

Al momento de escribir este estudio, el INDE empezaba a correr uno de los riesgos evaluados al inicio del proyecto: la obsolescencia. Todas las RTUs se comunican con el sistema Ranger utilizando el protocolo Telegyr 8979 de Landis & Gyr. Esta firma ha expresado su decisión de no utilizar más dicho protocolo y ha ofrecido nuevas RTUs con Modbus.

La mayoría de los fabricantes de RTUs que también integran sistemas SCADA están olvidando los protocolos tradicionales (e.g. Telegyr, Conitel, Harris 5000/6000) y poco a poco están adoptando protocolos más abiertos y de mejor aceptación en el mercado (DNP, IEC, MMS, Modbus, etc.). Estos nuevos protocolos son solicitados con más frecuencia por los usuarios de nuevas instalaciones.

Conclusiones

El Jefe del Departamento de Telecomunicaciones y Electrónica del INDE y encargado de el sistema Ranger, fue entrevistado para confirmar las conclusiones a las que se llegó al final de este estudio. Como se expuso en la introducción, se determinó que efectivamente el INDE ha logrado controlar el SNI de manera más efectiva desde la instalación del Ranger. Este control ha tenido como resultado un mejor rendimiento del sistema eléctrico en general. El hizo énfasis en los siguientes puntos:

- ▶ Existe un mejor análisis de disturbios con detalles de cada punto del SNI que falló durante cada evento.
- ▶ El sistema muestra información real, en línea, que es confiable y precisa para la toma de decisiones en cuanto al manejo del SNI.
- ▶ Es posible, mediante el monitoreo de cada subestación, predecir fallas que implican el poder evitar apagones innecesarios.

Por lo tanto, se llegó a las conclusiones que se enumeran a continuación.

1. No hay independencia a pesar del concepto de sistemas abiertos

A pesar de los esfuerzos del INDE de elegir un sistema SCADA que funcione bajo el concepto de los sistemas abiertos, es importante hacer notar que aún se tiene dependencia total de el proveedor de software. Esto es inevitable pues BNM, como autor del mismo, es la única institución que ofrece el soporte. No existen paquetes de software de SCADA de dominio público cuya misma versión pueda ser suministrada por distintos proveedores, todos capaces de brindar un buen soporte, lo que sí garantizaría una independencia del proveedor. El INDE seguirá dependiendo de Bailey Network Management para el soporte y las ampliaciones o modificaciones necesarias en el software. Por el lado del hardware, aunque podrá adquirirlo de distintos proveedores, solamente podrá elegir equipo DEC que utilice el sistema operativo OSF/1 o DEC Unix para configurar nuevas consolas, y la configuración final se hará siempre con el soporte de BNM. Las computadoras personales de cualquier marca que se conecten a la red deberán contar con un emulador de X Windows para el ambiente gráfico Motif, pero el Ranger deberá correr siempre en su ambiente nativo DEC.

2. Existe ahora un análisis de disturbios veraz

Uno de los objetivos principales logrados hasta el momento por medio de la instalación del Ranger en el INDE es la posibilidad de analizar disturbios. Estos análisis ayudan a prevenir disturbios futuros, a corregir anomalías en el SNI, y disminuir costos al ayudar a

dictar diagnósticos más precisos que permiten que se pueda administrar óptimamente el personal de mantenimiento y operación para la recuperación del evento y la pronta puesta en servicio de el área afectada. Tales análisis dan como resultado el saber exactamente cual es la falla que se ha presentado para así saber cómo corregirla y prevenirla en el futuro. Los técnicos del CENADO han mostrado su complacencia por cómo se presentan ahora estos análisis a sus autoridades. Un ejemplo parcial se muestra en las figuras 16 y 17.

3. El rendimiento del INDE ha mejorado

Se puede concluir en que los objetivos pretendidos por el INDE para mejorar el rendimiento y control del SNI por medio de la implementación del SCADA han sido cumplidos con creces. La disminución en los costos de operación y de mantenimiento han sido sensibles, debido a que es más fácil poder aislar el área de fallas luego de un evento de interrupción de energía, lo que permite enviar una cuadrilla de trabajadores al lugar correcto. La información del comportamiento del SNI fluye ahora por manos del personal técnico del INDE con mayor facilidad y con la garantía de ser información precisa y confiable, lo que les permite poder ser más productivos al tener mejores herramientas para realizar más tareas de control, análisis y administración. Los resultados del rendimiento y mejora en el control del SNI son evidentes al comparar el número de apagones de los años anteriores con el servicio continuo que es prestado hoy en día.

Lo más importante es saber que los guatemaltecos tienen un mejor servicio de electricidad, gracias al SCADA, servicio que es transparente para ellos, que sigue creciendo y que posee aun capacidad para seguir mejorando el rendimiento de los insumos utilizados en la generación de energía, protegiendo la inversión de los contribuyentes por los años venideros.

SELECT DISPLAY EXECUTE DRAGSEL
BACK/ERASE PRGR ALARM REVERSE SELECT

STOP CLR F1 F2 F3 F4 F5 F6 F7 F8 F9 F10 F11 F12 F13 F14 F15 F16 F17 F18 F19 F20 F21 F22 F23 F24 F25 F26 F27 F28 F29 F30 F31 F32 F33 F34 F35 F36 F37 F38 F39 F40 F41 F42 F43 F44 F45 F46 F47 F48 F49 F50 F51 F52 F53 F54 F55 F56 F57 F58 F59 F60 F61 F62 F63 F64 F65 F66 F67 F68 F69 F70 F71 F72 F73 F74 F75 F76 F77 F78 F79 F80 F81 F82 F83 F84 F85 F86 F87 F88 F89 F90 F91 F92 F93 F94 F95 F96 F97 F98 F99 F100

SCADA MODE #526 ALARMS 05.14 of 31

13/MAY/97	18:58:22	GNORTE	BARRA 2 230 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 1=	222.62 RTN
13/MAY/97	18:58:22	GNORTE	BARRA 2 230 KV	VLR LIMITE INF RAZONABLE=	222.62 RTN
13/MAY/97	18:58:22	GNORTE	BARRA 1 230 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 1=	221.47 RTN
13/MAY/97	18:58:22	GNORTE	BARRA 1 230 KV	VLR LIMITE INF RAZONABLE=	221.47 RTN
13/MAY/97	18:58:21	QUIKAL	UNIDAD 4 AMP	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:21	QUIKAL	UNIDAD 3 AMP	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:21	QUIKAL	UNIDAD 1 AMP	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:20	VOLCAN	FALLA 220 A.C. FERROTRON	CAMBIO NO AUTORIZ SERV FLA	
13/MAY/97	18:58:20	VOLCAN	FALLA TENSION 220 VAC	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM	
13/MAY/97	18:58:20	VOLCAN	FALLA TENSION 110 VAC	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM	
13/MAY/97	18:58:20	VOLCAN	FALLA RECT 12 VDC 2	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM	
13/MAY/97	18:58:20	VOLCAN	FALLA RECT 12 VDC 1	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM	
13/MAY/97	18:58:19	VOLCAN	VOLTAGE E.E.G.S.A.	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:19	VOLCAN	VOLTAGE EN CASETA	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:19	VOLCAN	VOLTAGE EN CASETA	VLR DEBAJO LIMITE INF 2=	16.40
13/MAY/97	18:58:19	AHUACHAP	GUATE ESTE MW	VLR DEBAJO LIMITE INF 1=	-36.00
13/MAY/97	18:58:18	GESTE	AHUACHAPAN MVAR	VLR LIMITE INF RAZONABLE=	-3.92 RTN
13/MAY/97	18:58:18	GESTE	AHUACHAPAN MW	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:18	GESTE	AHUACHAPAN MW	VLR DEBAJO LIMITE INF 2=	-85.32
13/MAY/97	18:58:18	GESTE	AHUACHAPAN MW	VLR DEBAJO LIMITE INF 1=	-85.32
13/MAY/97	18:58:18	GSUR	INT TRAF0 3 69	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO	
13/MAY/97	18:58:18	GSUR	INT TRAF0 3 230	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO	
13/MAY/97	18:58:17	GSUR	MED AMP FASE S TRAF0 3	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:17	GSUR	MED AMP FASE R TRAF0 3	VIOLA LIMITE DE RAZON DE CAMBIO	
13/MAY/97	18:58:17	GNORTE	GUATEMALA 6 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 2=	64.20
13/MAY/97	18:58:17	GNORTE	GUATEMALA 6 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 1=	64.20
13/MAY/97	18:58:17	GNORTE	BARRA 2 230 KV	VLR LIMITE INF RAZONABLE=	213.45
13/MAY/97	18:58:17	GNORTE	BARRA 1 230 KV	VLR LIMITE INF RAZONABLE=	212.53
13/MAY/97	18:58:15	ESCUINTL	OPERO 50-51 MODELO	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM	
13/MAY/97	18:58:15	ESCUINTL	INT MODELO	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO	
13/MAY/97	18:58:15	ESCUINTL	INT 138 TRAF0 230/138	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO	
13/MAY/97	18:58:14	GSUR	INT TRAF0 2 59	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO	

SCROLL FORWARD FOR MORE ALARMS

Figura 16: Ejemplo de reporte de análisis de disturbios.

PRIORITY 3
BY SERVICE
COMP 04
P.L. 015
USER

SCADA MODE #5032 GSUR

SELECT EXECUTE
REVERSE FRONT REVERSE

SCADA MODE #526 ALARMZ DS 15:06 31

MAIN SCADA MODE #5060 DEMANDA

13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	OPERO 50-51 TRAF01	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	OPERO 50-51 TRAF02	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	OPERO 21 B ESCUINTLA 2	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	OPERO 21 B ESCUINTLA 1	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	INT TRAF0 1 69	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	INT TRAF0 1 138	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	INT ESCUINTLA 2	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	INT ESCUINTLA 1	CAMBIO NO AUTORIZ CERR ABTO
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	AHUACHAPAN MVAR	VLR LIMITE INF RAZONABLE= -15.49
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	BARRA 2 230 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 1= 213.45
13/MAY/'97 18:58:14	GSUR	BARRA 1 230 KV	VLR DEBAJO LIMITE INF 1= 212.53
13/MAY/'97 18:57:28	NO AUTO/MAN-D	UNITS TO DISPATCH	
13/MAY/'97 18:54:14	NO VALID	FREQUENCY MEASUREMENT RTN	
13/MAY/'97 18:53:48	MARINALA ALM SERV	AUX TRAF0 UD 1	CAMBIO NO AUTORIZ ALRM NORM ALRM RTN
13/MAY/'97 18:53:40	MARINALA ALM SERV	AUX TRAF0 UD 1	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM RTN
13/MAY/'97 18:53:00	NO AUTO/MAN-D	UNITS TO DISPATCH	
13/MAY/'97 18:52:52	MARINALA ALM SERV	AUX TRAF0 UD 1	CAMBIO NO AUTORIZ NORM ALRM NORM
13/MAY/'97 18:52:28	MARINALA ALM SERV	AUX TRAF0 UD 1	CAMBIO NO AUTORIZ ALRM NORM ALRM NORM
13/MAY/'97 18:49:40	NO VALIED	FREQUENCY MEASUREMENT	
13/MAY/'97 18:48:00	NO AUTO/MAN-D	UNITS TO DISPATCH	
13/MAY/'97 18:43:36	ACE HAS	RECOVERED FROM DISTURBANCE	
13/MAY/'97 18:43:32	NO EFFECTIVE	ACTION AFTER DISTURBANCE	
13/MAY/'97 18:43:00	NO AUTO/MAN-D	UNITS TO DISPATCH	
13/MAY/'97 18:42:08	ACE IN	DISTURBANCE CONDITION	
13/MAY/'97 18:42:08	ACE IN	DISTURBANCE CONDITION	
13/MAY/'97 18:42:08	ACE IN	DISTURBANCE CONDITION	
13/MAY/'97 18:42:08	ACE IN	DISTURBANCE CONDITION	

SCROLL FORWARD FOR MORE ALARMS

Figura 17: Ejemplo de reporte de análisis de disturbios (continuación).

Recomendaciones

1. Adquisición planificada

Para que cualquier nuevo proyecto de SCADA sea planificado detenidamente desde antes de cotizar las alternativas que se encuentren en el mercado, haciendo énfasis en la asignación de responsabilidades y en el presupuesto. Se deberá considerar la adquisición de equipo de cómputo que cuente con respaldo de servicio local y remoto, e integración de periféricos que utilicen estándares aceptados mundialmente en el campo del SCADA y de las comunicaciones.

2. Capacitación del personal

Se recomienda que se dé especial atención a la capacitación de todo el personal que está involucrado en el proyecto del INDE, tanto para la operación del sistema como para la administración y el soporte. Este personal deberá ser entrenado para proceder rápida y correctamente, en el caso de un desperfecto y de un desastre, para restablecer el servicio del sistema en el menor tiempo posible.

3. Mejoramiento de telecomunicaciones

Se recomienda mejorar la calidad de las comunicaciones existentes entre el sistema central y las terminales remotas. Si el Ranger funciona correctamente pero se tienen errores de telemetría, no se podrá confiar en la información resultante. Afortunadamente el INDE ya está trabajando en la mejora y ampliación de su red de telecomunicaciones y en la seguridad de acceso remoto para evitar conexiones no autorizadas.

4. Implementación de aplicaciones de SCADA

Se recomienda que el INDE tome las medidas necesarias para implementar las aplicaciones de Control Automático de Generación, Despacho Económico y Contabilidad de Energía.



Bibliografía

Dado que el diseño e implementación de un sistema SCADA no está regido por estándares aceptados mundialmente, cada compañía que manufactura tales sistemas se ha dedicado a dictar procedimientos propietarios. Por tal razón, la documentación impresa es escasa pues ésta es escrita para describirle la tecnología propietaria a los usuarios.

Sin embargo, alrededor del mundo existen muchos matemáticos, físicos e ingenieros eléctricos, electrónicos y de sistemas que trabajan para lograr la aceptación de los estándares. Estas personas publican "white papers", que son artículos con definiciones iniciales de su tecnología que forman la base para el diseño de nuevos sistemas. Estos artículos están publicados principalmente en Internet, que es la herramienta idónea para el intercambio de tecnología de SCADA. Tanto es así, que existe una lista de correo electrónico a la que cualquier persona puede subscribirse para recibir esas actualizaciones, constantemente. La bibliografía listada a continuación incluye direcciones en Internet que son fuente de la información utilizada en esta investigación.

- **Archivo histórico del fórum de intercambio de información de SCADA.**
Australia, 1996-1997, en la dirección de Internet
<ftp://ftp.iinet.net.au/pub/users/ianw/>

- **Archivo histórico del fórum de intercambio de información de SCADA.**
Australia, 1996-1997, en la dirección de Internet
<http://www.iinet.net.au/~ianw/maillist/maillist.html>

- **Automation Institute. Página del Internet de el Automation Institute.** E. U., con dirección <http://arrirs02.uta.edu/arri/arrihp.html>

- **Bailey Network Management. Ranger Data Base Maintenance.** E. U.: BNM, julio, 1995, 55 pp.

- **Bailey Network Management. Technical Specification for SCADA/EMS System Upgrade/Expansion.** E.U.: BNM, febrero, 1996.

- Computer Technology Research Corp. **Contingency Planning and Disaster Recovery Strategies**. E. U., 1992, 160 pp.
- Dasigenis, Aris y García-San Pedro, Adolfo Reig. **Real-Time Hydro Coordination and Economic Hydro Optimization**. E. U., 1994, 9 pp.
- De León, Mario. **Implementación de un Sistema SCADA para el Sistema Regional Oriental**. Guatemala: Laboratorio de Electrónica del INDE, septiembre, 1992.
- Departamento de Control Electrónico. **Especificaciones Generales de Estación de Trabajo de Ingeniería con Accesorios**. Guatemala: Instituto Nacional de Electrificación, enero, 1995.
- Digital Equipment Corp. **DEC OSF/1 Operating System, Version 3.0, Software Product Description**. E.U.: DEC, diciembre, 1994, 69 pp.
- IEEE. **Página del Internet de el Institute of Electric and Electronic Engineers (IEEE)**. E. U., con dirección <http://www.ieee.org/>
- Librería de documentación de SCADA de Indiana State University. E. U., en la dirección de Internet <http://www.webfeats.com/preecs/miue/archives/index.html>
- Network Management Technology. **Ranger System Overview Document**. E. U.: NMTI, enero, 1995.
- Network Management Technology. **System Data Requirements Manual**. E. U.: NMTI, febrero, 1995.
- O'Grady, M., Briggs, W. y Stadlin, W. **Managing Power System Security and Optimization**. E.U.: IEEE Computer Applications in Power, octubre, 1994.
- **Página del Internet de la biblioteca de documentos del Real Time Application Platform de Hewlett Packard**. E. U., con dirección <http://www.che.ufl.edu/rtap/>
- Rivera, Jorge. **Recopilación de Notas de Instalación e Implementación del Sistema SCADA Ranger en la Subestación Guatesur del INDE**. Guatemala, 1995-1996.

- Ruiz Calderón, J. "INDE: interconexión Alborada-Escuintla llegó a su límite." Guatemala: **Siglo Veintiuno**, 11 de octubre de 1995, p 2.
- Sección de Electrónica de la División de Programación y Despacho. **Especificaciones Generales del Equipo Procesador de Aplicaciones del Centro Nacional de Operaciones (CENADO)**. Guatemala: Instituto Nacional de Electrificación, INDE, enero, 1996.
- Sheldon, Tom. **LAN TIMES Encyclopedia of Networking**. E. U.: Osborne McGraw-Hill, 1984, 1006 pp.
- Staszkesy, Douglas y Marble, Alan. **Pre-Engineered Packages Simplify Automated Distribution Feeder Switching**. E. U.: Electric Council of New England, Transmission and Distribution Committee Meeting, mayo de 1993, 7 pp.
- Weise, Ian. **Página principal de información de SCADA, West Australia Water Authority (WAWA)**. Australia, 1996, en la dirección de Internet <http://www.iinet.net.au/~ianw/index.html>

Bibliografía adicional: lista de correo de SCADA en el Internet

Ian Weise es un ingeniero que trabaja en la Western Australia Water Authority (WAWA). El mantiene una página de Internet con abundante información de SCADA en <http://www.iinet.net.au/~ianw/index.html>, con muchos de enlaces (links) hacia otros lugares en la red que tienen relación con el tema.

Además de la página de SCADA, existe una lista de correo (mailing list), mediante la cual se envían mensajes relacionados con discusiones de la tecnología de SCADA que mantienen profesionales del área alrededor del mundo.

Este documento contiene información extraída de tales discusiones.

El servicio de subscripción a la lista de correo electrónico es gratis y vale la pena. Lo que se necesita para estar en la lista es enviar un mensaje de e-mail a la dirección Majordomo@gospel.iinet.net.au (en Australia), y en el cuerpo del mensaje poner solamente lo siguiente:

`subscribe scada dirección.personal@de.correo`

Por ejemplo, si su dirección es jperez@hotmail.com, la instrucción para la subscripción sería:

`subscribe scada jperez@hotmail.com`

Cada día, o con cierta periodicidad se recibirán mensajes con discusiones de estándares, RTUs, bases de datos, etc., en las cuales cualquier usuario con subscripción puede intervenir.

Apéndices

Apéndice A: Prueba de confianza (Baseline Ranger confidence test)

El objetivo de este procedimiento es verificar que las funciones más comúnmente usadas en el Ranger trabajan adecuadamente en la versión instalada en el sistema del INDE. Debe ser corrida en el sistema utilizando los programas ejecutables y la base de datos más recientemente generadas.

Las pruebas son de alto nivel y no fueron hechas para verificar que cada parte de cada función probada trabaja apropiadamente. Esta prueba tiene como objetivo verificar la funcionalidad general de las funciones probadas.

Todos los periféricos y dispositivos disponibles tienen que estar en servicio.

Las funciones de video copias y de mapboard no serán verificadas por este test, así que no se requieren los dispositivos que soportan estas funciones.

Para las pruebas del SCADA, escriba un ✓ a la par de cada prueba efectuada con éxito y una ✗ cuando se presenten problemas.

a) Disponibilidad del sistema

___ Verificar que el sistema primario esté levantado y funcionando.

b) Llamado de "displays" (DRU)

___ Verificar que cada cuadro (frame) con datos dinámicos puede ser llamado en el modo de despliegue de SCADA y que se muestren los datos adecuados. Se sugiere el display de GESTE.

- Verificar que displays con múltiples cuadros (multi-frame displays) puedan ser llamados en el modo de despliegue de SCADA y que se muestren los datos adecuados. Se sugiere el display de GSUR.
- Verificar que los displays con múltiples cuadros con datos dinámicos pueden ser llamados en otros modos de display, mostrando los datos adecuados. Se sugiere el display 3001 en el modo de display SCADA.
- Verificar que los display con múltiples cuadros puedan ser corridos (panned) y que acepten acercamiento o zoom. Se sugiere el display GSUR.
- Verificar que los datos tabulares pueden ser consultados página por página y agrupados. Se sugiere el display SEADRTU.

c) Alarmas (ALL)

- Verificar que la Prioridad de las Alarmas en la consola puede ser cambiada a 8.
- Correr todos los demás chequeos de las alarmas en prioridad 8 cuando sea posible.
- Verificar que la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST) puede ser llamada.
- Usar la rutina ALMGEN para generar las siguientes alarmas:

clase	cat	pri	tipo	número	estado	índice (color)
2	1	1	0	1	0	(amarillo)
8	1	2	0	2	0	(rojo)
11	1	3	0	3	0	(amarillo)
22	1	4	0	4	0	(amarillo)
23	1	5	0	5	0	(amarillo)
2	1	6	0	6	0	(amarillo)
8	1	7	0	7	0	(rojo)
11	1	8	0	8	0	(amarillo)

clase	cat	pri	tipo	No.	estado	RTU	tipo	punto	índice	bias
8	1	2	1	1	1	51	0	1	1020	0 (status)
11	1	3	1	1	0	51	1	1	1003	0 (analog)

- Verificar que estas alarmas se muestran en la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST)

- Verificar que la prioridad de la consola puede ser cambiada a cada una de las prioridades, de 1 hasta 8. Verificar que solamente las alarmas de esa prioridad y de mayor prioridad se muestran en la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST).
- Verificar que una sola alarma puede ser atendida de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST).
- Verificar que solo alarmas seleccionadas pueden ser atendidas de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST) usando la tecla virtual SELECT ACK/ERA y luego el botón virtual ALARM ACK.
- Verificar que una página completa de alarmas puede ser atendida de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST).
- Verificar que la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST) puede ser llamada.
- Verificar que una sola alarma pueda ser borrada de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST).
- Verificar que solo las alarmas seleccionadas puedan ser borradas de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST) usando la tecla virtual SELECT ACK/ERA y luego la tecla virtual ALARM ERASE.
- Verificar que una página completa de alarmas pueda ser borrada de la Lista de Alarmas Aun No Atendidas (UNACK ALARM LIST).

d) "Data entry" (DES)

- Verificar que un solo campo de ingreso de datos de puntos de status y analógicos completa el cambio de código de color (cyan), que los símbolos relacionados reflejen el ingreso manual y que el estado de desactivación funcionen correctamente. Display sugerido: 7177.
- Verificar que se complete el ingreso de una página entera de la RTDB (Real Time Data Base). Display sugerido: 7177.
- Verificar el ingreso tabular de datos de la IDB sin ingreso previo de datos funcione. Display sugerido: 500.
- Verificar que una página completa de el ingreso de datos de la IDB sin ingreso previo de datos funcione. Display sugerido: 500.
- Verificar que un solo campo de ingreso de datos de la IDB con ingreso previo de datos funcione. Display sugerido: SEADLOG.
- Verificar que una variable Hombre-Máquina pueda ser ingresada sin problema (se sugiere CBANK, ver el display LSR).

e) Controles supervisorios (SCS)

- Verificar que un interruptor pueda ser abierto y cerrado usando controles supervisorios. Display sugerido: GSUR.
- Verificar que los puntos de status pueden ser activados y desactivados. Display

sugerido: GSUR.

- ___ Verificar que los puntos analógicos puedan ser activados y desactivados. Display sugerido: GSUR.
- ___ Verificar que los puntos de status puedan ser marcados y desmarcados con los tres tipos de marcas o etiquetas. Display sugerido: GSUR.
- ___ Verificar que los puntos analógicos puedan ser marcados y desmarcados con los tipos de etiqueta Info y Deshabilitación de Control. Display sugerido: GSUR.
- ___ Verificar que las alarmas se puedan apagar y encender para los puntos de status y analógicos. Display sugerido: 7152.
- ___ Verificar que el Resumen de Marcas pueda ser visto llamándolo del menú de SCADA.

f) Trending (TRN)

- ___ Elegir cuatro puntos analógicos para el trending. Display sugerido: GSUR.
- ___ Verificar que por lo menos las tendencias de cuatro puntos en el tiempo puedan ser asignadas y mostradas al mismo tiempo, asignando los puntos analógicos seleccionados mostrando el set de tendencias 5.
- ___ Verificar que por lo menos las tendencias de 4 puntos en el tiempo puedan ser mostradas al mismo tiempo usando el set de trending 1.
- ___ Elegir otros tres puntos analógicos para el trending. Display sugerido: 7152.
- ___ Verificar que los tres puntos analógicos seleccionados para el trending puedan ser asignados a un set de trending DIGITAL y que puedan ser mostrados.

g) Mantenimiento de la base de datos

- ___ Verificar que QSCRN pueda ser usada para llamar los datos primarios del RAS desde la interface humana primaria del RAS DBLI.
- ___ Verificar la operación de LORUP.
- ___ Verificar la operación de DBEDIT.

h) Generación de "displays" (DISGEN)

- ___ Verificar que el DISGEN pueda ser arrancado, que se muestra el display inicial de DISGEN y que se muestre el panel de teclas válidas.
- ___ Verificar que los displays puedan ser seleccionados para su modificación y almacenamiento.

i) Cálculos en tiempo-real (RTC)

- ___ Verificar que se pueda definir una fórmula ingresando RTC desde el Menú Principal y presionando la tecla virtual de FORMULA DEFINITION. Ingresar:
Formula Name: WHITE LAMP

Formula Text: IF (A .GT. LIMIT)
THEN LAMP = 0H0
ELSE LAMP = 0H1
ENDIF

— Verificar que se pueda definir un grupo de cálculos presionando la tecla virtual CALCULATION GROUP DEFINITION/MODIFICATION e ingresar:

Group Number: x (donde x es el número disponible siguiente)
Group Type Periodic: y
Periodic Frequency: 2

— Verificar que se pueda definir un cálculo presionando la tecla virtual de CALCULATION DEFINITION e ingresando:

Calculation Group Number: x (como arriba)
Sequence Number in Group: 1
Formula Name: WHITE LAMP

Presione NEXT STEP e ingrese:

Parameter Type: A RTU#: 51 Point#: 20

Presione NEXT STEP e ingrese:

Parameter Type: C Constant Value: 80.0

Presione NEXT STEP e ingrese:

Parameter Type: S RTU#: 100 Point#: 61

Presione NEXT STEP e ingrese:

Point Name: MAPBOARD PT 61
Alarm Class: 11

Presione NEXT STEP

— Verificar que la función de Optimización de Conjunto de Definiciones se ejecuta correctamente seleccionando el punto sensitivo OPTIMIZE CURRENT DEFINITIONS.

— Verificar que la función de Cambio de Conjuntos se ejecuta correctamente presionando la tecla virtual SWITCH SETS.

— Salir de RTC presionando la tecla virtual EXIT RTC.

— Ver el Display 7156 y verificar que el cálculo tiene un resultado correcto.

— Verificar que se pueda imprimir el reporte RTC presionando la tecla virtual PRINT CURRENT DEFINITIONS.

j) Análisis de Disturbios (DAL)

— Iniciar el Análisis de Disturbios desde el Menú Principal y verificar que el DAL Recording File Status indique que está recolectando datos previos a un disturbio solamente.

— Presionar la tecla virtual del STATUS SCAN PNT y verificar que se muestren los puntos de status recolectados.

— Presionar la tecla de ANALOG SCAN PNT y verificar que se muestren los puntos analógicos recolectados.

— Presionar la tecla virtual de FILE STATUS. Verificar que un trigger point puede ser añadido utilizando la tecla virtual TRIGGER EVENTS. Iniciar un ingreso de datos de página completa e ingresar:

A xxx Method LOTC 2&4 D/A SWITCH POS S

donde xxx es el próximo número disponible.

— Borrar el trigger ingresando:

D xxx Method LIOC 2&4 D/A SWITCH POS S

Verificar que el dato ingresado es removido de la lista de triggers.

— Verificar que el registro de datos de disturbios se puede suspender (FROZEN) por aproximadamente 10 minutos y pedir un STATUS REPORT para guardar el reporte DAL. Verificar que se pueda imprimir el reporte correctamente.

— Presionar la tecla virtual ANALOG DATA y verificar que el registro de datos analógicos pueda ser mostrado.

— Presionar la tecla virtual FILE STATUS, marcar el archivo de datos de disturbios suspendido y presionar la tecla virtual RELEASE para verificar que el archivo de registro tiene su estado cambiado a OPEN.

k) Restart (INI/EXC) (Solamente en Modo EMS)

— Verificar que el sistema primario pueda ser rearrancado manualmente.

A continuación se listan las pruebas del software de aplicaciones.

a) Control Automático de Generación (AGC)

- Encender SIM ON (display # 1090)
- Inicializar el ambiente de prueba 1 (# 1090)
- Arrancar la simulación (# 1090)
- Llamar el display del Resumen del Sistema AGC (# 1120)
- Cambiar el modo de control de ACE (Area Control Error) a CNI
- Encender el AGC presionando la tecla virtual RESTART AGC.
- Llamar el display de Generación Deseada (# 1012)
- Poner varias unidades que cumplan con las siguientes condiciones en modo de AUTO control.
- Llamar el display de Resumen de Intercambio de AGC (# 1120)
- Ingresar un valor de cambio del calendario de intercambio que sea 10 MW menor que el valor de ACE pero de signo opuesto.

- Cambiar el estado de intercambio a ON.
 - ___ Verificar que el estado operativo del AGC permanezca encendida.
 - ___ Verificar que el ACE sea reducido a cero.
- b) Despacho Económico (ED)
- ___ Verificar que el programa de Despacho Económico en Tiempo Real RTEDC se ejecuta en el RAS con una periodicidad normal.
- c) Calendario de Intercambio (IS)
- Llamar el display con el menú de IS (# 1150)
 - Ingresar fechas futuras al archivo de calendario para el día de hoy y seis días después.
 - ___ Ingresar una calendarización de 20 MW con fecha y hora inicial unos minutos en el futuro y una fecha y hora final que no sean más allá de una hora. Verificar que la calendarización sea aceptada que la calendarización de intercambio suba 20 MW.
 - ___ Copiar la calendarización a la zona de ingreso y modificación marcando el campo del nombre de la compañía y presionando la tecla virtual COPY SCHEDULE. Verificar que los datos de calendarización aparezca en esa zona.
 - ___ Ingresar un nombre de compañía diferente en la zona de ingreso y modificación de calendarización. Verificar que otra calendarización aparezca en el display de IS Active Schedule.
 - ___ Borrar la segunda calendarización marcando el campo del nombre de la compañía y presionando la tecla virtual DELETE/TERMINATE SCHEDULE. Verificar que la hora final de la segunda calendarización al próximo minuto.
 - ___ Llamar el display IS Future Schedule (# 1152). Verificar que se muestra la fecha correcta en la parte de arriba para el banco relativo cero.
 - ___ Ingresar valores de nivel de MW iguales a la hora del día para todas las horas de este día para la primera compañía y tipo de transacción. Esperar una hora y 20 minutos. Verificar que aparezca una calendarización para la primera compañía y transacción en el display IS Active Schedule con un valor de nivel de MW igual a la próxima hora.
 - ___ Verificar que la calendarización ingresada desde el display IS Active Schedule desaparezca.
 - ___ Llamar el display IS Historical Schedule (# 1159). Verificar que la fecha correcta aparezca en la parte de arriba para el banco relativo cero.
 - ___ Verificar que la calendarización ingresada desde el display IS Active Schedule aparezca para la hora en que fue ingresada.

XXV

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

d) Calendarización de energía y contabilidad (Archivo histórico)

- Desde la barra del menú, llamar el display de ESA con el botón Apps.
- Presionar el botón del archivo ESA.
- Elegir la primera opción de la lista.
- Presionar el botón del campo de fecha de ESA. Elegir cualquier fecha.
- Presionar el botón de nombre de variable y elegir cualquier variable a la vista.
- Presionar el botón de mostrar vista y ver el display de datos diarios.
- Ingresar datos y verificar que los totales se ajusten automáticamente.
- Navegar por los "displays" de datos semanales, mensuales y anuales usando el display del menú principal.

Apéndice B: Inventario de equipo de cómputo del sistema SCADA del INDE

Cantidad	Función	Características
1	Servidor de Aplicaciones RAS	Computadora DEC Alpha AXP/3000 modelo 600 con 256 MB de memoria RAM, 2 discos de 2.1 GB %, tarjeta de red Ethernet, monitor a color de 21", teclado y mouse
1	Gabinete de expansión para RAS	Storage Works SCSI con 1 CD-ROM de 600 MB, 1 unidad de cinta 4 mm DAT de 4 GB, 3 discos de 1 GB, 1 unidad de floppy disk de 3½", de 1.44 MB
1	Servidor de adquisición de datos RDAS	Computadora DEC Alpha AXP/3000 modelo 300 LX con 64 MB de memoria, disco 1.05 GB, tarjeta de red Ethernet, monitor a color de 21" y teclado
3	Consolas de operador	Computadoras DEC Alpha AXP/3000 modelo 300 LX con 112 MB memoria RAM, 2 discos 1.05 GB %, tarjeta de red Ethernet, monitor a color 21", mouse y teclado
1	Impresora a colores compartida	Tektronix Phaser 220i, con conexión a red Ethernet
1	Logger	Impresora de matriz DEC LA310, con carro de 132 columnas
1	Comunicación con RTUs	Rack de 16 modems Motorola, con 6 modems instalados, 19" de ancho
1	Concentrador de red	Hub DEC Ethernet, tipo 10 base T, para 8 puertos
1	Concentrador asincrónico para señales de RTUs	Multiplexor Magma de 16 puertos
1	GPS para hora y frecuencia	Datum Time Standard 9390-52060 con receptor y antena
1	Acceso remoto para soporte	Módem Multitech de 28.8 Kbps

Apéndice C: Características técnicas de el sistema AlphaServer 400 4/233

Este sistema es el adquirido por el INDE para la expansión de su sistema Ranger SCADA, en la fase de implementación de failover.

El 400 4/233 system puede ser instalado en cualquier compañía pequeña o mediana que necesita acceso rápido a sus datos, bajo costo de mantenimiento y facilidad de integración a una multitud de ambientes.

Dentro del chasis tipo mini-torre se encuentran componentes estándares de la industria y opciones que resultan en un rendimiento máximo. A una velocidad de 233 Mhz, el sistema corre hasta cuatro veces más rápido que otros servidores del mismo nivel, y soporta hasta 384 MB de memoria y 17.2 GB de almacenamiento en disco.

Para maximizar el tiempo de servicio de la máquina, cada AlphaServer 400 tiene características construídas dentro del sistema que garantizan su confiabilidad y disponibilidad. Los diagnósticos remotos y el failover de la memoria son estándares, y puede agregarse la opción de un gabinete StorageWorks de hot swap (cambio de componentes en vivo) y una fuente de poder ininterrumpida (UPS) para asegurar que cualquier falla que deje fuera de servicio al sistema dure un tiempo mínimo, lo que da como resultado menores costos por soporte.

Apéndice D: Características técnicas del AlphaServer 400 4/233 en números

Procesador de 64-bit, 233-MHz que brinda buen rendimiento en este rango de precio Flexible, con capacidad de expansión:

Hasta 384 MB de memoria RAM

Hasta 17.2 GB de almacenamiento interno

6 industry-standard slots PCI e ISA para opciones de I/O de alto rendimiento

Plataforma cluster-ready

Diagnósticos remotos para minimizar costos

Soporta sistemas operativos robustos para misiones críticas tales como Digital UNIX (anteriormente llamado DEC OSF/1), Windows NT Server, u OpenVMS

Especialmente diseñado para:

Servidor de Internet

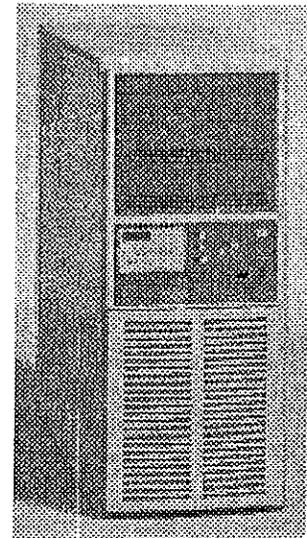
Servidor de aplicaciones o de bases de datos

Gateway de comunicaciones

PC LAN server

Características del CPU

No. de procesadores	1
Velocidad del reloj	233 MHz
Cache en chip	8KB I-cache, 8KB D-cache
Secondary cache	512KB
In-cabinet upgrade	Si
SPECint92	161.0
SPECfp92	194.3
Max. memoria	384 MB
Max. almacenamiento interno	17.2 GB
Max. almacenamiento total	90 GB (5 bahías de almacenamiento)
Max. I/O throughput	132 MB/sec.; ISA: 16 MB/sec.
Soporte de I/O	2 PCI, 3 ISA, 1 PCI/ISA slots; 6 slots de memoria SIMM; controlador PCI SCSI-2 integrado; 2 puertos seriales; 1 puerto paralelo
Opciones de red	Ethernet, FDDI, Token Ring, WAN X.25, SNA, TCP/IP, DECnet/OSI
Disponibilidad	Manejo del sistema, auto reboot, hot swap de discos externos, failover de memoria, bitácora de errores, UPS opcional



AlphaServer 400 4/233

Figura 18