

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**IMPLEMENTACIÓN DE LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA
SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE UN
SISTEMA ELÉCTRICO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

AMÉRICO ORLANDO PIZARRO DELGADO

**PROMOCIÓN
1979 - II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**IMPLEMENTACIÓN DE LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA
SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE UN
SISTEMA ELÉCTRICO**

Agradezco a mi padre Félix Benigno Pizarro Chavez y de manera muy especial a mi querida madre Maria Isidora Delgado Salas.

SUMARIO

Electroandes S.A. es una empresa de generación de energía eléctrica que posee cuatro centrales hidráulicas y un sistema de transmisión. Para controlar y operar este sistema hidroeléctrico, Electroandes cuenta con un sistema informático en tiempo real SCADA/EMS ubicado en el centro de control de la Oroya.

Este sistema informático fue instalado durante los años 2000 y 2001 por la empresa ABB en reemplazo del sistema antiguo, el que había entrado a una etapa de obsolescencia y que además presentaba serias deficiencias respecto a los sistemas modernos lo que impedía cumplir con el nuevo esquema establecido por el marco regulatorio del Sector Eléctrico, como es la de enviar información en tiempo real al COES, por lo que fue necesario reemplazar este sistema informático por uno de última generación.

El presente informe describe las características principales del hardware y software del nuevo sistema informático en tiempo real SCADA/EMS, así mismo describe los detalles de su implementación en las que se incluye las pruebas en fábrica, pruebas en sitio y el cronograma establecido para su implementación.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Sistema hidroeléctrico de Electroandes S.A.	2
1.2 Información Sobre el Sector Eléctrico Peruano	2
1.2.1 Nuevo Marco Regulatorio	2
1.2.2 Nuevo Esquema Operativo	3
1.2.3 Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos	3
1.3 Planteamiento y solución del problema	3
1.4 Objetivos de la modernización del CDC	4
1.5 Descripción del Nuevo Sistema	5
1.5.1 Componentes y Configuración del Sistema	5
1.5.2 Diseño de Sistema Abierto	6
1.5.3 Software del Sistema	6
1.6 Alcances	6
1.7 Descripción del Sistema Eléctrico de ELECTROANDES S.A.	6
1.7.1 Sistema de Generación	6
1.7.2 Sistema de Transmisión Asociado a la Generación	8
1.8 Sistema SCADA/EMS antiguo	11
1.8.1 Componentes principales del Sistema SCADA/EMS antiguo	11
1.9 Sistema de Telecomunicaciones	11
CAPÍTULO II	
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL NUEVO SISTEMA SCADA/EMS	
2.1 Características del sistema SCADA/EMS	13
2.2 Configuración General del sistema SCADA/EMS	13
2.2.1 Estructura Conceptual del sistema SCADA/EMS	13
2.2.2 Componentes Principales del Sistema	14
2.2.3 Características de la Arquitectura del Sistema	15

2.3	Normas de Diseño del Sistema	17
2.3.1	Sistema Operativo	17
2.4	Dimensionamiento del sistema SCADA/EMS	17
2.5	Desempeño del Sistema	21
2.5.1	Definición del Nivel de Actividad del Sistema	21
2.5.2	Utilización del Sistema	23
2.5.3	Tiempo de Respuesta de Despliegue	24
2.5.4	Tiempo de Respuesta de Alarmas y Eventos	24
2.5.5	Tiempos de Respuesta para los Programas de Aplicación	24
2.5.6	Frecuencia de Ejecución de Funciones	26
2.5.7	Capacidad de Failsoft del Sistema	26
2.6	Disponibilidad del Sistema	27
2.7	Failover y Reinicio del Sistema	27
2.7.1	Requisitos para el Failover	27
2.7.2	Reinicio Automático del Sistema	28
2.7.3	Reinicio Manual del Sistema	29
2.8	Condiciones Ambientales de Operación de los Equipos	29
2.9	Fuentes de Alimentación de Energía	29
2.9.1	Equipos de la Estación Maestra	29
2.9.2	RTUs	29

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DEL NUEVO SISTEMA SCADA/EMS DEL CENTRO DE DESPACHO DE CARGA

3.1	Funciones SCADA	30
3.1.1	Adquisición e Intercambio de Datos	30
3.1.2	Registro de la Secuencia de Eventos (SOE)	32
3.1.3	Procesamiento de Datos	32
3.1.4	Revisión Post Disturbio	36
3.1.5	Control Remoto	37
3.1.6	Colocación de etiquetas (Tagging)	38
3.1.7	Procesamiento de Alarmas	38
3.1.8	Coloreado de la Red	38
3.1.9	Manejo de Procedimientos de Conmutación	39

3.1.10	Monitoreo de la Generación	40
3.1.11	Intercambio de Información con el Centro de Control del COES-SEIN	40
3.1.12	Rechazo de Carga	40
3.2	Sistema de Información Histórica (HIS)	41
3.2.1	Recolección de Datos del HIS	41
3.2.2	Archivo de Datos del HIS	41
3.2.3	Códigos de Calidad de los Datos del HIS	42
3.2.4	Reporte de Eventos Auditados del HIS	42
3.2.5	Capacidades de Acceso al HIS	42
3.3	Funciones de Análisis de Red	42
3.3.1	Descripción General de las Funciones de Análisis de Red	42
3.3.2	Topología de la Red	43
3.3.3	Estimador de Estado	44
3.3.4	Asignación de Carga en Barras	46
3.3.5	Flujo de Carga del Operador	47
3.3.6	Análisis de Contingencias	47

CAPÍTULO IV

CARACTERÍSTICAS DE LA INTERFAZ DEL USUARIO

4.1	Capacidades de Despliegue	49
4.1.1	Viewports	50
4.1.2	Mapa Global	51
4.1.3	Panning y Zooming	51
4.1.4	Ventanas con Nombre	52
4.1.5	Decluttering	52
4.1.6	Menús de Diálogo	52
4.1.7	Tipos de Letras	52
4.1.8	Despliegue de Datos Alfanuméricos	52
4.1.9	Despliegues de Curvas de Tendencia	53
4.1.10	Zonas de Despliegues	54
4.1.11	Overlays	54
4.1.12	Páginas	55
4.2	Convenciones de los Despliegue	55
4.2.1	Puntos de Estado Telemedidos	55

4.2.2	Puntos de Pseudo Estado	55
4.2.3	Puntos Analógicos Telemedidos	55
4.2.4	Puntos Numéricos Calculados	55
4.2.5	Códigos de Calidad de los Datos	55
4.3	Modos de Operación de las consolas	56
4.4	Áreas de Responsabilidad	56
4.5	Funciones del Operador	56
4.5.1	Llamado de Despliegues	57
4.5.2	Control Remoto	57
4.5.3	Control de Alarmas y Barrido de las RTUs	58
4.5.4	Entrada Manual de Datos	58
4.5.5	Impresión	59
4.6	Presentación de Alarmas y Eventos	59
4.6.1	Generales	59
4.6.2	Descripción de Alarmas y Eventos	59
4.6.3	Contenido de los Mensajes de Alarmas y Eventos	60
4.6.4	Reporte de Alarmas	61
4.7	Despliegues del Sistema	62
4.8	Función de Impresión	63
4.8.1	Impresión de Despliegues	63
4.8.2	Iniciación de Salidas Impresas	63
4.9	Capacidades Adicionales de Notas del Operador	64

CAPÍTULO V

IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

5.1	Personal para la implementación	65
5.1.1	Conformación del Grupo para la implementación	65
5.2	Gestión de la implementación	65
5.3	Implementación del nuevo sistema	66
5.3.1	Responsabilidades del suministrador	68
5.3.2	Responsabilidades de ELECTROANDES S.A.	69
5.4	Instalación y pruebas	70
5.4.1	Pruebas de aceptación	70
5.4.2	Condiciones y alcance de las pruebas	70

5.4.3	Failover y Reinicio	71
5.4.4	Instalación de las RTUs	72
5.4.5	Instalación de la Estación Maestra, Cut-Over y Pruebas	72
5.4.6	Prueba de disponibilidad del Sistema	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		76
BIBLIOGRAFIA		78

PRÓLOGO

El objeto del presente documento es describir las características del hardware y software del nuevo sistema SCADA/EMS del Centro de Despacho de Carga de la Empresa de Electricidad de los Andes S.A. (ELECTROANDES).

En el Capítulo I se presenta, un panorama de la situación del sistema eléctrico de Electroandes S.A., del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico peruano, una breve descripción general del nuevo sistema SCADA/EMS y del sistema antiguo.

En el Capítulo II se presenta las características generales del nuevo sistema SCADA/EMS, tales como configuración, estándares, dimensionamiento, disponibilidad, desempeño y otras características relacionadas con el Sistema en su totalidad.

En el Capítulo III se presenta las características funcionales del nuevo sistema SCADA, del Sistema de Información Histórica y del software de Análisis de Red.

En el Capítulo IV se presenta las Características de la interfaz de usuario. Las capacidades de despliegue, convenciones de los despliegues, los modos de operación de las consolas, las áreas de responsabilidad, las funciones del operador, la presentación de las alarmas y eventos, despliegues del sistema.

Las consolas son el principal medio de relación del usuario con el Sistema. Todas las consolas de la sala de control tienen capacidades funcionales idénticas y poseen una alta resolución y respuesta rápida.

En el Capítulo V se presenta el detalle de la implementación y puesta en servicio del nuevo sistema. La conformación del grupo encargado de la implementación, la gestión, las tareas y las actividades de la implementación y finalmente la instalación, la puesta en servicio y las pruebas realizadas al sistema.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Sistema hidroeléctrico de Electroandes S.A.

Electroandes S.A. es una empresa de generación de energía eléctrica que posee cuatro (04) centrales hidráulicas y un sistema de transmisión secundaria compuesto por líneas y subestaciones de alta y media tensión. Estas instalaciones se encuentran ubicadas en la región central del Perú (regiones de Lima, Junín y Cerro de Pasco).

Para controlar y operar este sistema hidroeléctrico altamente disperso, Electroandes cuenta con un sistema informático en tiempo real SCADA/EMS ubicado en el centro de control de la Oroya. El sistema es un producto de la firma ABB quienes fueron también los encargados de su implantación en los años 2000-2001.

Este sistema informático monitorea las principales variables del sistema hidroeléctrico a través de unidades terminales remotas (RTUs) instaladas en las subestaciones, las que adquieren los valores de dichas variables y los transmiten a la estación maestra del SCADA, para que el operador del centro de control visualice y supervise el estado del sistema hidroeléctrico.

1.2 Información Sobre el Sector Eléctrico Peruano

1.2.1 Nuevo Marco Regulatorio

La industria eléctrica peruana es uno de los sectores que ha mostrado mayor dinamismo en los últimos años, transformando un monopolio estatal en el actual mercado oligopólico donde existen varios escenarios de competencia desarrollándose en mercados segmentados. Este cambio radical en el sector se debe a la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley No. 25844 publicado el 19.11.92, y su Reglamento, los que en términos generales establecen lo siguiente:

- a.** Un nuevo marco legal para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a través de la creación de varias empresas.
- b.** Promover la competencia entre las diferentes compañías eléctricas del sector y evitar que se produzcan integraciones verticales. Además, la característica de libre competencia,

garantizará al mismo tiempo, el ingreso de capitales mediante los procesos de privatización.

c. Creación de un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), constituido por empresas de generación y transmisión de cada Sistema Eléctrico Interconectado, cuya misión será coordinar la operación a mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES también valorizará los intercambios de energía entre las empresas integrantes.

1.2.2 Nuevo Esquema Operativo

De acuerdo al Reglamento del DL anterior (Decreto Supremo 009-93-EM), el esquema operativo es el siguiente:

- El COES es responsable por las actividades de programación de la operación (pre-despacho) y análisis de la operación realizada (post-despacho).
- Las Empresas de Generación y Transmisión son responsables por la operación en tiempo real de sus instalaciones.
- Las Empresas de Generación y Transmisión, a través de sus respectivos Centros de Control están obligadas a cumplir los programas de operación preparados por el COES, y solo podrán apartarse de ellos por salidas de servicio intempestivas de unidades generadoras o líneas de transmisión, debido a fuerza mayor, caso fortuito o imprevistos.

1.2.3 Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos

Esta norma establece los estándares de calidad del servicio de suministro de energía eléctrica para las empresas del sector. Define una serie de sanciones y compensaciones que las empresas eléctricas deben pagar a sus clientes en caso incumplan con estos estándares. Parte de estos estándares están referidos a los períodos máximos de interrupción de suministro a los clientes.

1.3 Planteamiento y solución del problema

El nuevo esquema establecido por el marco regulatorio del Sector Eléctrico impone a las empresas eléctricas la necesidad de implantar una estructura informática para la ejecución de las funciones de operación en tiempo real de sus instalaciones y cumplir con los programas de operación preparados por el COES-SEIN.

Bajo este esquema, Electroandes S.A. como empresa de generación tiene la responsabilidad de la operación en tiempo real de sus instalaciones (unidades generadoras y sistemas de transmisión) y cumplir a través de su Centro de Despacho de Carga los

programas de operación elaborados por el COES.

Si bien es cierto que Electroandes contaba con un CDC para la operación en tiempo real de sus instalaciones, este había entrado a una etapa de obsolescencia y que además presentaba serias deficiencias, siendo las principales las que se indican a continuación:

- a. Funcionalidad limitada a aplicaciones SCADA típicas y de Análisis de Red básicas como son la Topología de Red y Estimador de Estado. No incluía funciones de secuencia de eventos, manejo de informaciones históricas, ni de interconexión con el sistema corporativo.
- b. Escasa capacidad de expansión debido a limitaciones en la capacidad computacional y arquitectura de software y base de datos. Esta deficiencia no permitían la interconexión con el Centro de Despacho del COES-SEIN para el intercambio de datos en tiempo real.
- c. Dificultades de mantenimiento debido a la obsolescencia.
- d. Sistema cerrado y propietario, no siguiendo los estándares de los sistemas abiertos tales como sistema operativo, protocolos de comunicación basados en el IEC-870-5 para RTUs y en el ICCP o ELCOM-90 para centros de control, manejo de base de datos relacional comercial basada en SQL, interfaces estándares de programas aplicativos, etc.

Todas estas restricciones operativas y problemas llevaron a determinar que la estación maestra del CDC de ELECTROANDES estaba sufriendo un atraso tecnológico apreciable debido al tiempo de servicio de los equipos, y la obsolescencia de la tecnología. Este se reflejaba en la limitada capacidad de expansión, falta de integración y en bajos tiempos de respuesta del sistema.

Por lo indicado anteriormente se concluyó que no era conveniente para la operación del Sistema Eléctrico de Electroandes que el sistema SCADA/EMS existente en ese momento continúe operando en las condiciones indicadas y por consiguiente debería ser sustituido.

1.4 Objetivos de la modernización del CDC

La implementación de la modernización del CDC de ELECTROANDES, tuvo como meta final el incremento de la calidad de servicio y de los ingresos y utilidades de la Empresa. Esta meta final se logro debido a:

- a. El incremento de la continuidad y confiabilidad de la generación y suministro de energía.
- b. La optimización de la explotación de los recursos hidráulicos, en el ámbito del nuevo marco regulatorio del Sector Eléctrico establecido por el DL No.25844 del 19/11/92.

- c. La reducción de los costos operativos mediante la centralización de la información para el despacho de carga de ELECTROANDES.
- d. La reducción de las interrupciones de servicio, utilizando herramientas computacionales adecuadas para coordinar el mantenimiento, analizar las perturbaciones y restaurar la operación normal en tiempos menores.
- e. Dotar a la operación del Sistema Eléctrico de ELECTROANDES, de un sistema de supervisión, control y manejo de energía moderno, flexible y de alto desempeño, capaz de satisfacer las necesidades del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, en especial las relacionadas con las funciones y atribuciones de ELECTROANDES.
- f. Proveer a los operadores con información en tiempo real de las condiciones operativas de las centrales, subestaciones y líneas de ELECTROANDES, organizadas de tal forma que permitan la toma de decisiones y ejecución de acciones apropiadas y oportunas, tanto en casos de operación normal como especialmente en emergencias, aumentando la seguridad operacional del sistema eléctrico.
- g. Contar con un ambiente computacional integrado para las actividades de programación de la operación y post-operación de ELECTROANDES y las coordinaciones con el Centro de Control del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SEIN).

1.5 Descripción del Nuevo Sistema

1.5.1 Componentes y Configuración del Sistema

ELECTROANDES adquirió un sistema que sirve a las necesidades de despacho de la generación y transmisión eléctrica de la empresa. El Sistema es de configuración centralizada. Los principales recursos computacionales del Sistema están en el centro de control en La Oroya, Perú. Desde este centro de control son monitoreados y controlados las RTUs a través del sistema de comunicaciones de ELECTROANDES, también se cuenta con un enlace intercomputadoras con el Centro de Control del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El nuevo sistema permite la expansión de RTUs y enlaces intercomputadoras adicionales.

El nuevo Sistema cuenta con 3 consolas full graphic con 2 monitores cada una, con 5 consolas de uso general basadas en PCs con 1 monitor cada uno conectados a la red LAN, con 3 impresoras láser y un sistema estándar de tiempo (GPS). Para el tablero mímico (mapboard) existente en ELECTROANDES se realizó el cambio del controlador.

Para el tratamiento de la información histórica se cuenta con un administrador de base

de datos relacional de adquisición comercial.

1.5.2 Diseño de Sistema Abierto

El Sistema del CDC de ELECTROANDES posee un diseño de "sistema abierto", es decir, un Sistema que proporciona los siguientes beneficios:

- a. Fácilmente actualizable, de tal manera que se acomode a las necesidades de cambio de ELECTROANDES, sin que sea necesario un reemplazo completo.
- b. Permitir la incorporación de nueva tecnología de hardware, sin mayores cambios en el hardware y software existentes.
- c. Proteger las inversiones que ELECTROANDES realice en capacitación de personal y adquisición de software.
- d. Evitar, o al menos minimizar, las interrupciones en la operación del Sistema cuando el Sistema sea actualizado o mejorado.
- e. Minimizar el esfuerzo de mantenimiento de software
- f. Tener la libertad de escoger futuras tecnologías y suministradores.

1.5.3 Software del Sistema

El software del nuevo sistema cuenta con:

- a. Licencias indefinidas para el software propietario del contratista y software de terceros suministrado.
- b. Sistema operativo y demás software de soporte del sistema.
- c. Software para control remoto y adquisición de datos.
- d. Software para el monitoreo del sistema de potencia.
- e. Software para el intercambio de datos con sistemas externos.
- f. Software del sistema de información histórica.
- g. Software para el Análisis de Red (Topología de la Red, Estimador de Estado, Asignación de Carga en Barras, Flujo de Carga del Operador y Análisis de Contingencias).

1.6 Alcances

El alcance del presente informe es dar a conocer las características del hardware y software del nuevo Centro de Despacho de carga de Electroandes S.A.

1.7 Descripción del Sistema Eléctrico de ELECTROANDES S.A.

La Figura 1.1 muestra el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de ELECTROANDES

1.7.1 Sistema de Generación

En la Tabla 1.1 se muestran los datos de las centrales de generación.

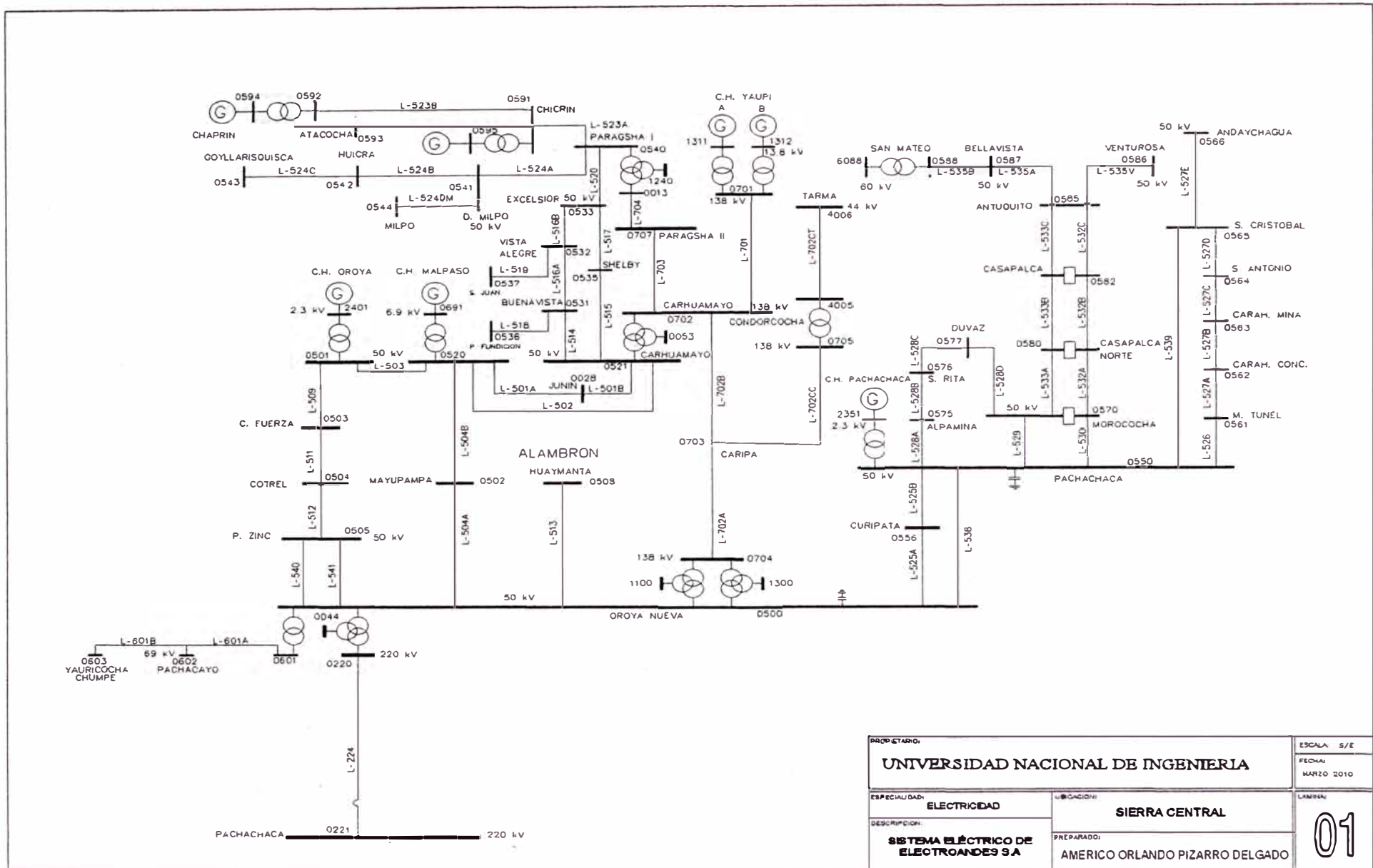


Figura 1.1 SISTEMA ELECTRICO DE ELECTROANDES S.A.

En resumen, la potencia efectiva actual de ELECTROANDES, es de 165 MW, siendo en su totalidad de origen hidráulico. La composición de la distribución de la energía es en su mayoría de carácter industrial (80%), teniendo un factor de carga constante de 0.86. La máxima demanda actual del sistema está alrededor de 185 MW.

TABLA 1.1. - CENTRALES DE GENERACIÓN

NOMBRE DE LA CENTRAL		POTENCIA NOMINAL (MVA)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	GRUPOS GENERADORES
C.H.	Yaupi A	64.8	100.0	3
Yaupi	Yaupi B	43.2		2
C.H. Malpaso		54.4	44.0	4
C.H. Pachachaca		12.0	12.0	4
C.H. Oroya		9.0	9.0	3
TOTAL		183.4	165.0	

Adicionalmente, ELECTROANDES realiza compra y venta de energía en el mercado spot e intercambios de energía con los sistemas de ELECTROPERÚ, EDEGEL, EGENOR y otros.

Los planes de expansión en el sistema eléctrico de ELECTROANDES están dados por los proyectos de nuevas centrales, los cuales se presentan en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2 - PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA (MW)	ESTADO DEL PROYECTO	AÑO DE ENTRADA
C.H. El Caño	100	Estudio de factibilidad	No disponible
C.H. Uchuhuerta	30	Estudio de prefactibilidad	No disponible
Repotenciación C.H. Yaupi	40	Concluido	2005
TOTAL	170		

1.7.2 Sistema de Transmisión Asociado a la Generación

Las Tablas 1.3 y 1.4 muestran respectivamente las subestaciones y las líneas de transmisión del sistema eléctrico de ELECTROANDES, en el caso de las subestaciones se indica la potencia y la tensión nominal de cada uno de estos equipos y en el caso de las líneas se indica la longitud y el nivel de tensión.

TABLA 1.3 - SUBESTACIONES

SUBESTACIÓN	DESCRIPCIÓN	MVA			kV NOMINAL	
		Nom.	Onaf 1	Onaf 2	Prim.	Sec.
S.E. YAUPI	CH. Yaupi A	75,00			132,00	13,20
	CH. Yaupi B	50,00			132,00	13,20
S.E. MALPASO	CH. Malpaso 1	17,00			50,00	6,90
	CH. Malpaso 2	17,00			50,00	6,90
	CH. Malpaso 3	17,00			50,00	6,90
	CH. Malpaso 4	17,00			50,00	6,90
S.E. OROYA	CH. Oroya	9,00	11,00		48,00	2,40
S.E. PACHACHACA	CH. Pachachaca	15,00	18,00		50,00	2,30
S.E. SAN JUAN	A las Bombas		1,50		43,80	2,40
	A Ocroyoc	15,00			50,00	11,00
	Casa de Piedra	10,00			46,00	12,60
S.E. EXCELSIOR	S.E. No. 2	3,00			47,46	2,40
	Excelsior					
	San Expedito	1,50			46,00	2,40
CARHUAMAYO	Carhuamayo	18,00	30,00		125,00	48,00
S.E. OROYA NUEVA	ONU 138 A	18,00	30,00		115,00	48,00
	ONU 138 B	18,00	30,00		115,00	48,00
	Enlace con SEIN	60,00	78,00	100,0	220,00	50,00
	A Yauricocha	10,00	12,50		72,50	50,00
S.E. CHUMPE	Chumpe 2.4	3,75			67,00	2,40
	Chumpe 12	9,00			67,00	12,60
S.E. HUICRA	Huicra	1,50			43,30	2,40
MAHR TUNEL	Mahr Túnel	6,00			48,00	2,40
SAN ANTONIO	San Antonio 4.16	1,50			43,80	4,16
S.E. SAN CRISTOBAL	San Cristóbal 2.4	3,00	3,75		47,63	2,40
	San Cristóbal 4.16	3,00			47,63	4,16
S.E. ANDAYCHAGUA	Andayc. Nuevo 4.16	7,50	10,00		46,00	4,16
	Andayc. Antigu 2.4	0,75			43,30	2,40
MOROCOCHA	Compresoras	6,00			50,00	2,40
CASAP. NORTE	Casapalca Norte	2,50			43,30	4,16
	Concentradora	6,00			46,00	2,30
S.E. CASAPALCA	Mina	3,00	3,75		47,63	4,16
	Mina El Carmen	2,50	3,12		48,00	12,60
CURIPATA	Pueblo Curipata	6,00			50,00	10,00
S.E. ANTUQUITO	Antuquito	3,00			47,63	2,40
BELLAVISTA	Bellavista	0,52			50,00	2,40
SAN MATEO	San Mateo	0,30			50,00	2,30
PARAGSHA I		35/30/25	44/38/32		120	48/12.6

TABLA 1.4 - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

NÚMERO	NOMBRE DE LA LÍNEA		LONGITUD (KM)	TENSIÓN (kV)
	DE	A		
L-224	Oroya Nueva	Pachachaca 220 kV	21,7500	220
L-501 A	Malpaso	Junín	37,4603	50
L-501 B	Junín	Carhuamayo	27,4347	50
L-502	Malpaso	Carhuamayo	64,8950	50
L-503	Malpaso	C.H. Oroya	18,6897	50
L-504 A	Mayupampa	Oroya Nueva	3,3338	50
L-504 B	Malpaso	Mayupampa	16,9856	50
L-509	C.H. Oroya	Fundición	2,3880	50
L-513	Oroya Nueva	Alambrón	0,8635	50
L-514 A	Carhuamayo	Huarón	23,2000	50
L-514 B	Huarón	Buenavista	6,7340	50
L-515	Carhuamayo	Shelby	23,2000	50
L-516 A	Buenavista	Vista Alegre	5,0050	50
L-516 B	Vista Alegre	Excelsior	6,5020	50
L-517	Shelby	Excelsior	18,2410	50
L-518	Buenavista	Smelter	2,1570	50
L-519	Vista Alegre	San Juan	2,7800	50
L-520	Excelsior	Paragsha I	1,2650	50
L-524 A	Paragsha I	Deriv. Milpo	1,5215	50
L-524 B	Deriv. Milpo	Huicra	3,3206	50
L-524 C	Huicra	Goyllar	22,3901	50
L-525 A	Oroya Nueva	Curipata	9,2859	50
L-525 B	Pachachaca	Curipata	10,0426	50
L-526	Pachachaca	Marh Túnel	3,0944	50
L-527 A	Marh Túnel	Carah.Conc.	7,5550	50
L-527 B	Carah.Conc.	Carah. Mina	3,5899	50
L-527 C	Carah. Mina	San Antonio	2,1500	50
L-527 D	San Antonio	San Cristóbal	1,0181	50
L-527 E	San Cristóbal	Andaychagua	7,0938	50
L-528 A	Pachachaca	Yauli	8,4840	50
L-528 B	Yauli	Dúvaz	3,5000	50
L-528 D	Dúvaz	Morococha	1,7000	50
L-529	Pachachaca	Morococha	13,4500	50
L-530	Pachachaca	Morococha	13,5200	50
L-533 A	Morococha	Ticlio	6,2480	50
L-533 B	Ticlio	Casapalca	7,1520	50
L-533 C	Casapalca	Antuquito	1,5900	50
L-532 A	Morococha	Casap.Norte	12,1580	50
L-532 B	Casap.Norte	Casapalca	1,2420	50
L-532 C	Casapalca	Antuquito	1,5900	50
L-535 A	Antuquito	Bellavista	4,1000	50
L-535 B	Bellavista	San Mateo	7,6280	50
L-538	Oroya Nueva	Pachachaca	18,1931	50

NÚMERO	NOMBRE DE LA LÍNEA		LONGITUD (KM)	TENSIÓN (kV)
	DE	A		
L-539	Pachachaca	San Cristóbal	16,8778	50
L-540	Oroya Nueva	Fundición	2,5983	50
L-541	Oroya Nueva	Fundición	2,4680	50
L-601 A	Oroya Nueva	Pachacayo	34,1040	69
L-601 B	Pachacayo	Yauricocha	67,7360	69
L-701	Yaupi	Carhuamayo	68,4400	138
L-702 A	Oroya Nueva	Caripa	21,4470	138
L-702 B	Caripa	Carhuamayo	52,5480	138
L-703	Carhuamayo	Paragsha II	39,5000	138
L-704	Paragsha I	Paragsha II	1,5450	138

1.8 Sistema SCADA/EMS antiguo

Para la supervisión y control del sistema eléctrico de ELECTROANDES, la Empresa tenía un sistema SCADA/EMS instalado en La Oroya por la firma CGEE Alstom en los años 1985-1986. La implementación de este sistema formó parte del proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos de CENTROMÍN PERÚ S.A. con ELECTROPERÚ S.A.

1.8.1 Componentes principales del Sistema SCADA/EMS antiguo

a. Estación Maestra

El sistema estaba compuesto de 2 computadoras HONEYWELL BULL MINI 6 modelo 53 conectados entre sí a través de una tarjeta InterSystem Link, y operando indistintamente uno en modo ON LINE y el otro en modo HOT STAND BY.

b. Panel Mímico

Es un panel tipo mosaico que permite tener una visión rápida del estado del sistema eléctrico. Cuenta con 480 dispositivos luminosos tipo LED y 12 registradores de medida análogas asignables a solicitud del operador. Este panel era controlado por una RTU modelo EPC 3200.

c. Máster Clock CH4

Era el reloj maestro que tenía como función sincronizar todos los eventos efectuados por las computadoras. Este reloj estaba conectado a las computadoras a través del CCU.

1.9 Sistema de Telecomunicaciones

El sistema integrado de telecomunicaciones fue implementado mediante el Proyecto de Telecomunicaciones en el año 1983, este sistema tiene como función principal brindar los servicios de telefonía local y de larga distancia y transmisión de datos, como apoyo fundamental de las operaciones del sistema hidroeléctrico de ELECTROANDES. La Tabla

1.6 presenta las capacidades del sistema de comunicaciones.

Este sistema está conformado por los subsistemas de telefonía, microondas/UHF, onda portadora por línea de alta tensión (PLC) y radiocomunicaciones VHF.

TABLA 1.6 - CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIONES

SUBSISTEMA		CAPACIDAD	MARCA
Microondas	FL1 – 7 7 GHz	300 canales	Farinon
	Series 9500 900 MHz	36 canales	Carrion
	LR2-400 400 MHz	24 canales	Farinon
	TR4FM12 400 MHz	12 canales	NEC
PLC	194 – 203	2, 4 o 6 canales	ALSPA
Telefonía	D1200	320 Abonados	Harris

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL NUEVO SISTEMA SCADA/EMS

En esta sección se describen las características generales del nuevo sistema SCADA/EMS, tales como configuración, estándares, dimensionamiento, disponibilidad, desempeño y otras características relacionadas con el Sistema en su totalidad.

2.1 Características del sistema SCADA/EMS

Con el fin de satisfacer los requisitos operativos, funcionales y económicos de una manera óptima, el nuevo sistema SCADA/EMS cuenta con las siguientes características:

- a.** Tiene como base equipos de computación disponibles de un suministrador reconocido como es COMPAQ.
- b.** La configuración del hardware y software tienen la capacidad de ser expandido, adicionando nuevas computadoras al Sistema.
- c.** Cumple con los requisitos de tiempo de respuesta y disponibilidad requeridos para estos sistemas, a fin de maximizar la eficiencia y la confiabilidad de la operación del sistema eléctrico de ELECTROANDES.
- d.** Las RTUs y las computadoras proporcionadas son de la versión y arquitectura más reciente.
- e.** El software incluido cumple con los lineamientos especificados en los estándares formales y de facto de la arquitectura de Sistemas Abiertos.
- f.** El software de soporte y las aplicaciones están escritas en un lenguaje de alto nivel.

2.2 Configuración General del sistema SCADA/EMS

2.2.1 Estructura Conceptual del sistema SCADA/EMS

El nuevo sistema consiste de los siguientes componentes funcionales tal como se indica en la figura 2.1:

- a.** SCADA
- b.** Sistema de Información Histórica
- c.** Análisis de Red
- d.** Sistema de Desarrollo

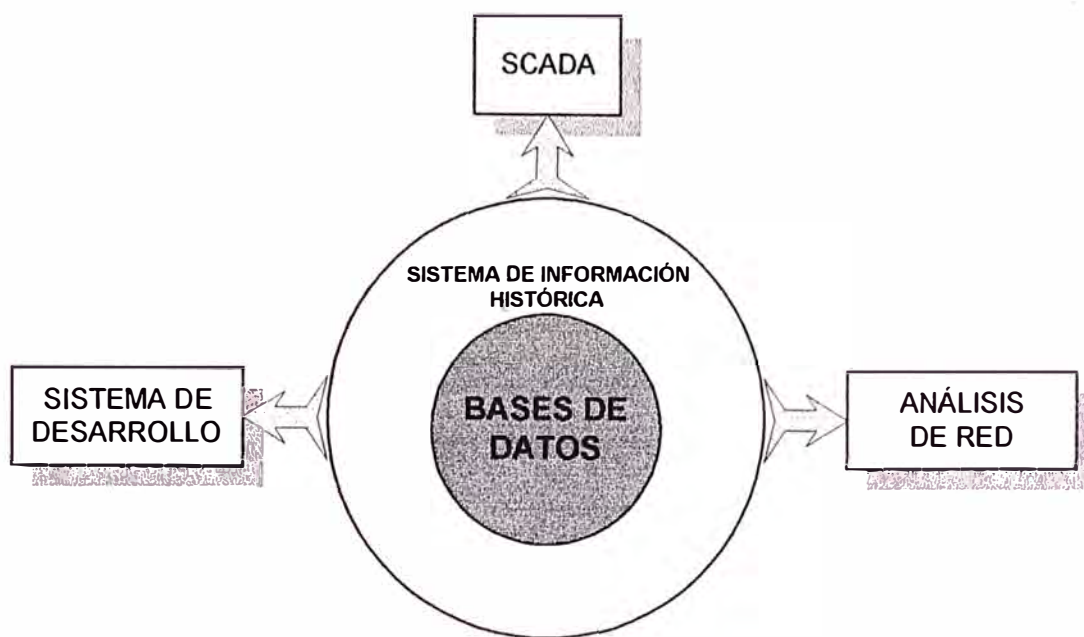


Figura 2.1 - Componentes funcionales del sistema SCADA/EMS

2.2.2 Componentes Principales del Sistema

La Figura 2.2 muestra el diagrama de la configuración del nuevo Sistema SCADA/EMS. El Sistema está basado en multiprocesadores en una configuración distribuida, donde las partes más importantes están distribuidas en diferentes procesadores. El Sistema comprende los siguientes componentes principales:

- a.** Servidores Principales redundantes, los cuales ejecutan las funciones SCADA y de Análisis de Red, manejan la base de datos de tiempo real, coordinan con los demás procesadores y realizan la mayoría de las tareas computacionales que requieren una carga intensiva.
- b.** Servidores del Sistema de Información Histórica redundantes que administran la base de datos histórica y son la interfaz con la LAN de ELECTROANDES.
- c.** Servidores de comunicaciones redundantes para el intercambio de información con las RTUs y el Centro de Control del COES-SEIN.
- d.** Dispositivos para almacenamiento de datos, tales como memorias masivas magnéticas, incluyendo memorias en medios removibles o memorias masivas ópticas re-escribibles.
- e.** Consolas para la interfaz de usuario con teclados, monitores duales con una resolución 1.280 por 1.024 pixel y mecanismo posicionador del puntero (mouse).
- f.** Consolas basadas en PCs conectadas a la LAN del Sistema a través de un bridge.
- g.** Interfaz de comunicación para la conexión de la LAN administrativa de

ELECTROANDES a la LAN del Sistema SCADA/EMS.

- h. 02 impresoras láser blanco y negro y 01 impresora láser a color.
- i. Redes de Área Local (LANs) redundantes
- j. Software para el manejo de la red y configuración del Sistema
- k. Unidad controladora del tablero mímico.
- l. Sistema estándar de tiempo con sincronización de tiempo por satélite (GPS).
- m. Unidades Terminales remotas (RTUs).

2.2.3 Características de la Arquitectura del Sistema

Las características más importantes de la arquitectura del SCADA/EMS de ELECTROANDES son las siguientes:

- Todos los periféricos son individualmente accesibles por cualquier Servidor o Consola. La falla de cualquier procesador no evita el funcionamiento apropiado de cualquier ruta de datos o dispositivo conectado a otros servidores.
- Cualquier consola puede conectarse lógicamente a cualquiera de los sistemas funcionales usando solamente acciones interactivas en las consolas a través del programa de Configuración de la Red.
- Todos los componentes están interconectados, usando Redes de Área Local redundantes.
- La comunicación entre los servidores del Sistema es a través de una LAN redundante y estándar, operando a una velocidad de transferencia de 100 Mbytes/segundo.
- Todos los componentes críticos cuentan con un respaldo automático, mediante sistemas redundantes.
- La configuración está basada en estándares de sistemas abiertos, proporcionando una arquitectura abierta en la cual el software pueda ser totalmente transportable a otra plataforma hardware.
- Aunque la base de datos está físicamente distribuida en varios servidores, ésta es creada a partir de una versión única de generación lógica de la base de datos, en la cual toda la información que se defina es ingresada solamente una vez.
- El sistema incluye características de seguridad tanto del hardware como del software para asegurar que solamente usuarios autorizados puedan acceder a la información y las funciones del Sistema.
- Todos los dispositivos críticos son conmutables de tal forma que puedan ser automáticamente reemplazados por dispositivos de respaldo o de reserva.

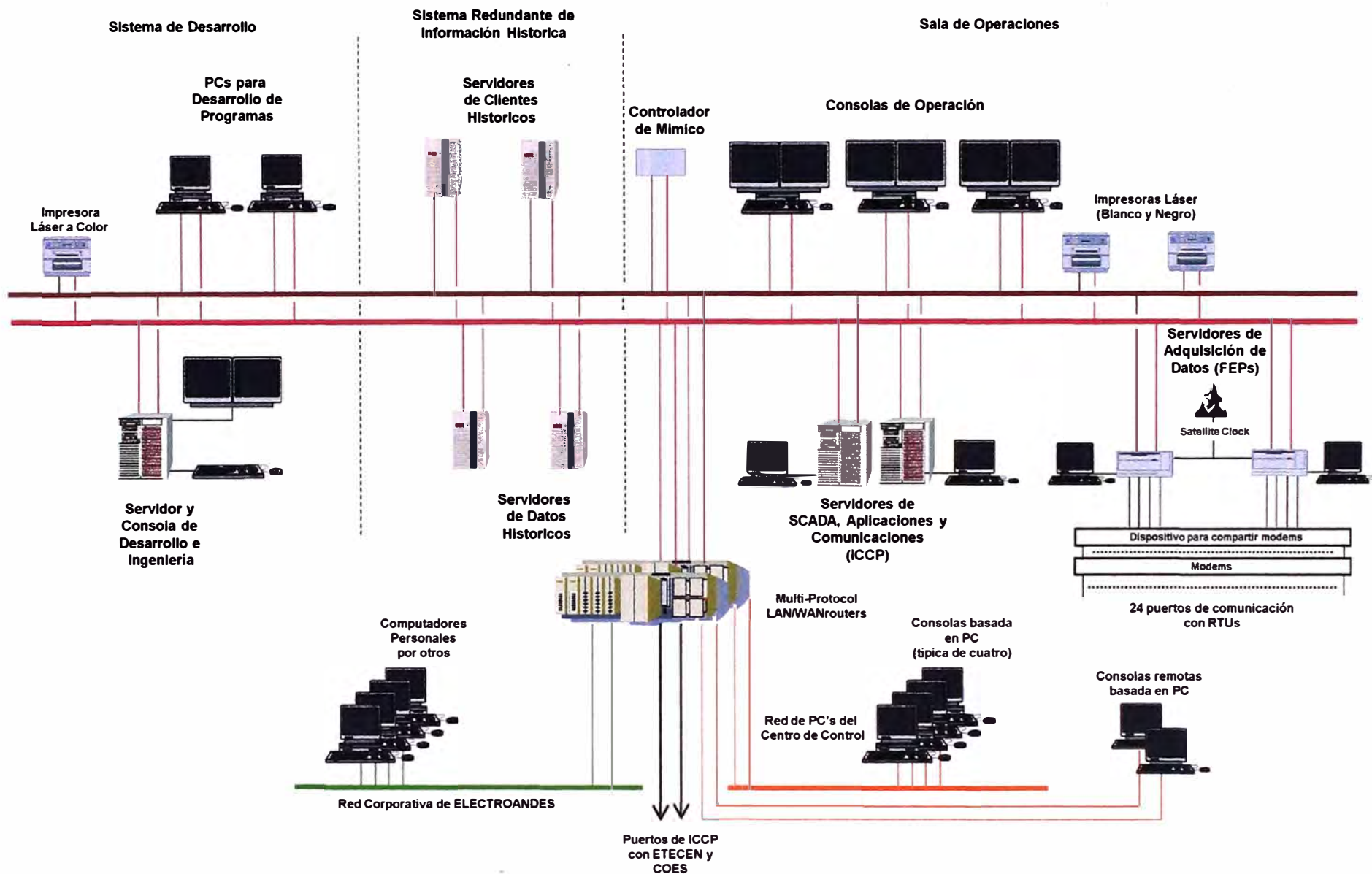


Figura 2.2 - Configuración del nuevo sistema SCADA/EMS

Adicionalmente se tiene que:

- a. Los equipos pueden ser energizados desde diversas fuentes de suministro, de tal forma que la pérdida de una fuente no resulte en la pérdida de ninguna función crítica.
- b. El sistema de comunicaciones está en capacidad de dar soporte a las siguientes comunicaciones:
 - Protocolos LAN para comunicaciones dentro del Sistema y comunicaciones con la red LAN de ELECTROANDES y la LAN de consolas basadas en PCs.
 - Protocolos estándar para intercambio de datos con sistemas SCADAs externos.

2.3 Normas de Diseño del Sistema

Todo el hardware y software instalado cumple con las normas y recomendaciones de su momento de las siguientes instituciones:

- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE).
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA).
- American National Standards Institute, Inc. (ANSI).
- Electrical Industry Association (EIA).
- International Standards Organization (ISO).

2.3.1 Sistema Operativo

Sistema operativo basado en UNIX.

2.4 Dimensionamiento del sistema SCADA/EMS

El Sistema esté basado en multi-procesadores donde los sistemas más importantes están distribuidos en diferentes procesadores.

Todos los componentes del CDC estarán interconectados, usando sistemas redundantes estándares de Redes de Área Local (LAN).

El hardware del Sistema tiene la capacidad de ser expandible modularmente y todos los componentes críticos cuentan con un respaldo automático

Cada memoria principal (servidor, estación de trabajo, etc.) es expandible hasta dos veces la capacidad instalada.

Cada memoria masiva (servidor, estación de trabajo, etc.) es expandible hasta tres veces la capacidad instalada.

El dimensionamiento del nuevo sistema SCADA/EMS se detalla en las Tablas 2.1 a 2.5:

**Tabla 2.1 - DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DEL NUEVO SISTEMA
SCADA/EMS**

DESCRIPCIÓN	INICIAL	FUTURO
Servidores SCADA/Análisis de Red	2	2
Servidor de Información Histórica (HIS)	2	2
Servidores de Comunicaciones	2	2
Consolas basadas en estación de trabajo 2-monitores	3	3
Consolas basadas en PC Locales 1-monitor	4	4
Remota 1-monitor	1	1
Impresoras Láser (Blanco y Negro)	2	2
Impresora Láser a Color	1	1
Interfaces de Comunicaciones con RTUs Número Canales (Ver Diagrama y Tabla adjunto)	24	24
Interfaz con LAN existente de ELECTROANDES (Bridge)	1	1
Interfaz con LAN de Consolas basadas en PCs (Bridge)	1	1
Interfaces Redundantes de Comunicaciones con otros Centros de Control	2	2
Sistema Estándar de Tiempo y Frecuencia (Con sincronización de tiempo por satélite)	1	1
Controlador del Mímico	1	1
RTUs Nuevas	12	20

Tabla 2.2 - ENLACES DE COMUNICACIONES DE LAS RTUs

TIPO DE ENLACES	NOMBRES	NÚMERO
A	CH Oroya, Planta de Zinc	2
B	Oroya Nueva, Malpaso	2
C		0
D	Grupo 1:	0
	Grupo 2: Pachachaca, Morococha	3
	Casapalca, San Mateo	3
	Grupo 3: Carhuamayo, Yaupi, Paragsha	4
	Adicionales	10
TOTAL		24

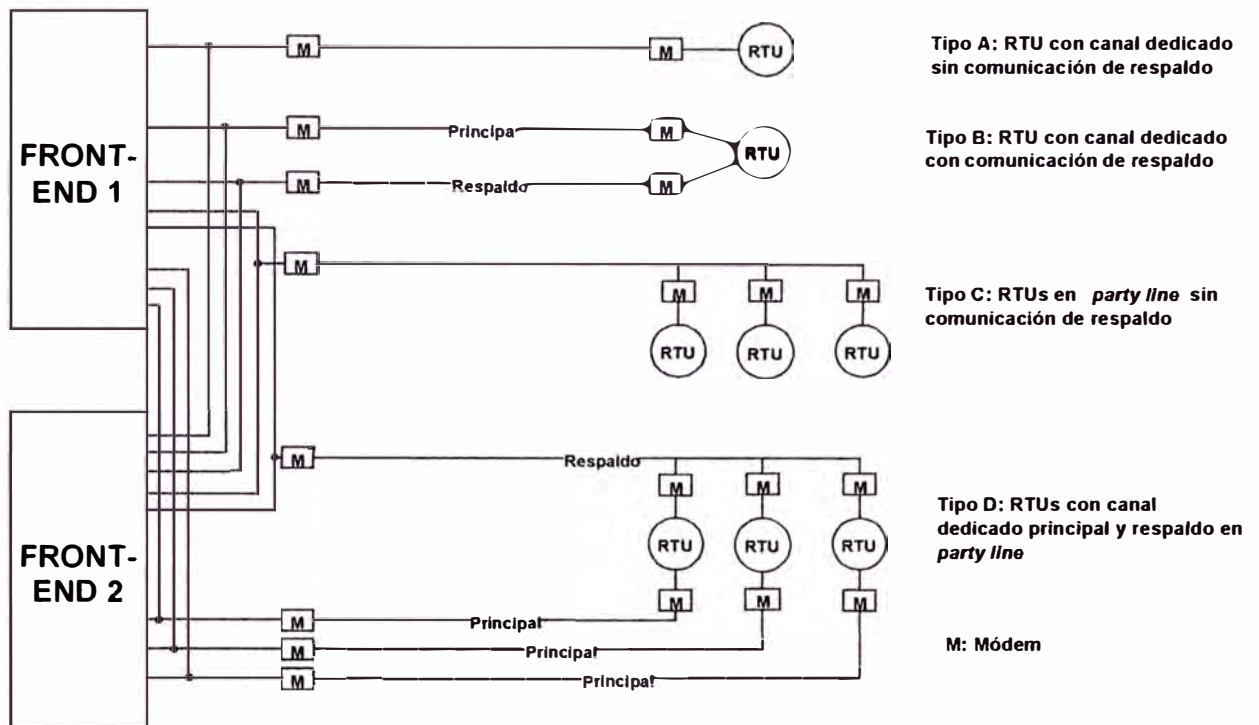


Figura 2.3 Configuraciones de Comunicación de las RTUs

Tabla 2.3 - DIMENSIONAMIENTO DEL SOFTWARE DEL NUEVO SCADA

PARÁMETRO DE DIMENSIONAMIENTO	INICIAL	FUTURO
Conexiones con RTUs: C.H. Yaupi, C. H. Malpaso, C. H. Oroya, S.E. Oroya Nueva, S.E. Pachachaca, S.E. Morococha, S.E. Casapalca, S.E. San Mateo, S.E. Planta Zinc, S.E. Carhuamayo, S.E. Paragsha, CDC (RTU ó Controlador del Mímico).	12	32
Puntos Analógicos:		
Telemedidos	350	700
No-Telemedidos	250	500
Calculados	250	500
Puntos de Estado: Simples (1 contacto)		
Telemedidos	800	1 600
No Telemedidos	200	400
Calculados	200	400
Puntos de Estado: Dobles (2 contactos)		
Telemedidos	180	360
No-Telemedidos	100	350
Calculados	100	350

PARÁMETRO DE DIMENSIONAMIENTO	INICIAL	FUTURO
Puntos de Contadores:		
Telemedidos	150	300
No-Telemedidos	100	350
Calculados	200	350
Puntos del SOE	300	600
Salidas:		
Control remoto	200	700
Analógicas (<i>setpoint</i>)	70	200
Parámetros de la Interfaz del Usuario		
Áreas de Responsabilidad (AOR)	16	32
Viewports por CRT (Mínimo)	4	4
Despliegues (unifilares)	100	200
Despliegues (tabulares u otros)	200	400
Parámetros de Alarmas:		
Tamaño del Archivo de Alarmas y Eventos por día (Registros)	1 000	1 500

Tabla 2.4 - DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN HISTÓRICA (HIS)

TIPO DE DATO	CANTIDAD (%) (Nota 1)	PERIODICIDAD	PERÍODO DE RETENCIÓN	PERÍODO DE ARCHIVO EN LÍNEA
Analógica	10	10 segundos	5 días	14 días
Analógica	15	1 minuto	14 meses	5 años
Analógica	30	15 minutos	14 meses	5 años
Analógica	50	1 hora	14 meses	5 años
Contadores	100	15 minutos	14 meses	2 años
Estado	100	Por excepción	5 días	14 días
Programación de la Generación e Intercambios	100	1 minuto, 15 minutos, 1 hora	14 meses	5 años
Archivo(s) de Alarma y Eventos	100	Por excepción	15 días	2 meses
SOE	100	Por excepción	15 días	2 meses

Nota: 1 Porcentaje del total de puntos analógicos telemedidos, acumuladores y estados.

Tabla 2.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SOFTWARE DE ANÁLISIS DE RED

Red Observable

PARÁMETRO DE DIMENSIONAMIENTO	INICIAL	FUTURO
Áreas de Carga	10	20
Interruptores	200	300
Seccionadores	550	800
Barras	180	300
Líneas de Transmisión	120	200
Líneas de Interconexión	6	12
Transformadores con Taps Fijos	100	150
Transformadores con Tap bajo Carga (LTC)	6	15
Bancos de Condensadores “Shunt”	25	50
Reactores “Shunt”	7	15
Reactores Serie	7	15
Niveles de Tensión (Incluyendo 220, 138, 69, 50, 13.8, 12, 6.9, 4.16, 2.3 kV)	15	25
Generadores	30	40
Compensadores Síncronos	7	15
Compensadores VAR Estáticos	15	30
Cargas Tipo Conformal	150	300
Cargas Tipo Non-Conformal	100	200

2.5 Desempeño del Sistema

2.5.1 Definición del Nivel de Actividad del Sistema

A continuación, se detallan los niveles de Estado Normal y Estado de Alta Actividad.

a. Actividad Base

Las siguientes condiciones se aplican para los niveles de actividad de Estado Normal y Estado de Alta Actividad:

- La base de datos del Sistema de tiempo real y todo el software están dimensionados de acuerdo a las definiciones de los tamaños futuros establecidos en las tablas anteriores, pero están poblados con los tamaños iniciales.
- El HIS está dimensionado a los tamaños finales especificados y poblado con toda la información histórica disponible del Sistema de ELECTROANDES.
- Todos los datos son interrogados a su tasa definida.

- Las funciones periódicas se ejecutan a las periodicidades especificadas.
- Todos los monitores de las consolas se actualizan de acuerdo a los requerimientos.
- Todas las alarmas crean entradas en el archivo de Alarmas y Eventos.
- El cambio de hora de medianoche ocurre de tal forma que se ejecuten todas las recolecciones de datos y los cálculos asociados con las funciones del Sistema horarias y diarias.

Para la ejecución del Estimador de Estado se aplican las siguientes condiciones:

- Los tiempos considerados incluirán la recolección de los datos teledados desde las localizaciones en la base de datos de tiempo real.
- Se usarán todas las mediciones.
- Estar habilitado el procesamiento requerido para la detección e identificación de anomalías en las mediciones.
- Se construyen las matrices de ganancia y Jacobiana de medidas, con la frecuencia suficiente para obtener suficiente exactitud en la solución.

Para la ejecución del Flujo de Carga del Operador se aplican las siguientes condiciones:

- Están habilitados todos los controles locales, tales como control remoto de tensión por barras de unidad de generación y por LTC y control programado de intercambio.
- El Flujo de Carga del Operador es ejecutado usando tensiones iguales (flat start).

Para el Análisis de Contingencia se aplican las siguientes condiciones:

- Se imponen los límites de potencia reactiva y control de LTC para aquellas contingencias que son evaluadas por medio de la función completa de Análisis de Contingencia.
- Se tendrá una Lista de Casos de Contingencia. Todas las contingencias de esta lista son analizadas por la función inicial del Análisis de Contingencia de Tiempo Real, el 20% de estas son analizadas por medio de un Análisis de Contingencias completo.

b. Estado de Actividad Normal

Se dice que el Sistema está en Estado de Actividad Normal cuando ocurra lo siguiente en un período de 60 minutos:

- La Actividad Base definida en la sección anterior.
- Se llama un nuevo despliegue en una de las ventanas de cada estación de trabajo una vez cada minuto.
- Una acción completa de control remoto en cada consola cada cinco (5) minutos.
- Un estudio completo de Flujo de Carga del Operador cada cinco (5) minutos.

- Cambios de estado y violaciones de límites de puntos analógicos en un promedio de diez (10) alarmas por minuto (estados 80%, analógicas 20%). Cada una de estas alarmas podrá ser reconocida como mínimo una vez por minuto.
- El veinticinco por ciento (25%) de todos los puntos analógicos en cada barrido cambian significativamente, requiriendo procesamiento por el Sistema.

c. Estado de Alta Actividad

Se dice que el Sistema está en Estado de Alta Actividad cuando ocurre lo siguiente en un período de 60 minutos:

- La Actividad Base definida en la sección anterior.
- Se llama a un nuevo despliegue en una las ventanas de cada estación de trabajo una vez cada 30 segundos.
- Cinco (5) entradas de datos manuales desde las estaciones de trabajo una cada minuto.
- Una acción completa de control remoto en cada consola cada minuto.
- Un estudio completo de Flujo de Carga del Operador cada cinco (5) minutos.
- Al comienzo del período ocurre una avalancha de cien (100) alarmas durante un minuto seguida por un período de cincuenta y nueve (59) minutos con treinta (30) alarmas por minuto. Cada una de estas alarmas puede ser reconocida como mínimo una vez por minuto.
- El cincuenta por ciento (50%) de todos los puntos analógicos en cada barrido cambian significativamente, requiriendo ser procesados por el Sistema.
- Ocurre un evento que causa un rechazo de carga de emergencia de los bloques de carga.

2.5.2 Utilización del Sistema

Los requisitos de utilización reflejan las necesidades de ELECTROANDES para la expandibilidad y un margen de seguridad de carga para cada uno de los recursos.

a. Utilización en Estado de Actividad Normal

Cuando el Sistema está en Estado Normal, la utilización promedio de recursos, incluyendo el overhead del sistema operativo, sobre cualquier período de 60 minutos, no excede lo siguiente:

- 35% del procesador de cualquier servidor o estación de trabajo
- 35% del cualquier dispositivo o controlador de memoria masiva
- 35% del procesador de cualquier interfaz de comunicaciones (servidor, gateway, router, bridge o interfaz de red)
- 10% de la carga de la red LAN.

b. Utilización en Estado de Alta Actividad

Cuando el Sistema se encuentre en Estado de Alta Actividad, la utilización promedio de recursos, incluyendo el overhead del sistema operativo sobre cualquier período de 60 minutos, no excede lo siguiente:

- 45% del procesador de cualquier servidor o estación de trabajo
- 45% de cualquier dispositivo o controlador de memoria masiva
- 45% del procesador de cualquier interfaz de comunicaciones (servidor, gateway, router, bridge o interfaz de red)
- 20% de la carga de la red LAN.

2.5.3 Tiempo de Respuesta de Despliegue

El tiempo de respuesta de despliegue se define como el tiempo transcurrido desde la solicitud del despliegue hecha por el usuario, hasta que éste sea mostrado completamente en la pantalla del monitor. Los tiempos de respuesta de despliegue se definen en términos estadísticos, debido a que las mismas solicitudes de despliegues producirán tiempos de respuesta diferentes, dependiendo de la disponibilidad de los recursos del Sistema en el instante de la solicitud.

Los tiempos de respuesta de despliegue para el Sistema se demostraron operando en Estado Normal y de Alta Actividad. Para esta prueba, los despliegues elegidos por ELECTROANDES fueron actualizados a la tasa especificada. Los tiempos de respuesta de despliegue para cada solicitud cumplen con los requisitos especificados en la Tabla 2.6.

2.5.4 Tiempo de Respuesta de Alarmas y Eventos

Con el Sistema en Estado Normal o de Alta Actividad, si se reporta cualquier cambio de un valor analógico o de estado se produce una alarma mediante indicaciones audibles y visuales dentro de los tiempos mostrados en la Tabla 2.6, después que el equipo de interfaz de comunicaciones con las RTUs haya recibido el mensaje de cambio analógico o de estado. Si el correspondiente Despliegue del Resumen de Alarmas, el Despliegue del Resumen de Eventos o el Despliegue de Subestación que contiene el punto está siendo mostrado en los monitores, entonces la entrada correspondiente en los despliegues, es actualizada en el tiempo especificado.

2.5.5 Tiempos de Respuesta para los Programas de Aplicación

Los tiempos de ejecución máximos (tiempo total transcurrido) para los diversos programas de aplicación del Sistema en Estado Normal y de Alta Actividad se especifican en la Tabla 2.7.

Tabla 2.6 - TIEMPOS DE RESPUESTA DE LA INTERFAZ DE USUARIO

FUNCIÓN	TIEMPO MÁXIMO DE RESPUESTA		NOTAS
	ACTIVIDAD NORMAL	ALTA ACTIVIDAD	
Respuesta al Llamado de Despliegues (a cumplirse por lo menos el 98% del tiempo)	1 segundo	2 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Tiempo de Respuesta de Alarmas y Eventos	1 segundo	1.5 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Tiempo de terminación de una solicitud	1 segundo	1 segundo	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Creación de viewport	1 segundo.	1 segundo	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Llamado de viewport desde ícono	1 segundo	1 segundo.	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Cambio de un viewport desde el SCADA de Tiempo Real al HIS	10 segundos	10 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Pan	1/8 de pulgada por 0.5 segundos	1/8 de pulgada por 0.5 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición. No deberá existir flicker o discontinuidad visible cuando se realice el panning
Zoom	1 paso por 0.5 segundos	1 paso por 0.5 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Todas las otras respuestas de despliegues: tales como menús pop-up, pull-down, cajas de diálogo, etc.	1 segundo	1 segundo	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.
Registro (Logon) del Usuario de Consola	10 segundos	10 segundos	La respuesta no deberá exceder el 150% de este tiempo máximo bajo ninguna condición.

Los requisitos del tiempo máximo de respuesta para las aplicaciones en modo estudio también cumplen con lo especificado en la tabla 2.7.

Tabla 2.7 - TIEMPOS DE RESPUESTA DE APLICACIONES

FUNCIÓN	MÁXIMO TIEMPO DE RESPUESTA	
	ESTADO DE ACTIVIDAD NORMAL	ESTADO DE ALTA ACTIVIDAD
Procesador de Topología de Red	15 segundos	30 segundos
Estimador de Estado	15 segundos	30 segundos
Flujo de Carga del Operador	8 segundos	15 segundos
Análisis de Contingencias (Promedio por contingencia)	0.5 segundos	1 segundo

2.5.6 Frecuencia de Ejecución de Funciones

La frecuencia de barrido de las RTUs y las frecuencias de ejecución para otras funciones principales se dan en la Tabla 2.8, el tiempo de barrido para un tipo particular de dato se define como el intervalo de tiempo en el cual todos los datos telemedidos de ese tipo particular en el sistema eléctrico son recolectados por el Sistema y almacenados en la base de datos.

Tabla 2.8 - FRECUENCIAS DE EJECUCIÓN DE LAS FUNCIONES

FUNCIÓN	PERIODICIDAD
Actualización de Despliegues	4 segundo
Cálculo de Estados	Todo barrido
Cálculo de analógicas	Todo barrido
Control Remoto	A solicitud del Despachador
Procesamiento de Datos y Alarmas	Hasta la terminación de cada barrido
Barrido de datos de estado de las RTU	Por excepción o 2 segundos tiempo de barrido
Barrido de datos analógicos de las RTU	4 segundos
Barrido de acumuladores de las RTU	15 min.

2.5.7 Capacidad de Failsoft del Sistema

Para niveles de actividad que excedan las condiciones de Estado de Alta Actividad, el Sistema está diseñado de tal forma que:

- a. Nunca falle en el procesamiento y mantenimiento de la coherencia de los datos

provenientes de las RTUs y otros centros de control, cumpliendo con los requisitos de desempeño establecidos.

- b. Nunca falle la función del control remoto, cumpliendo con los requisitos de desempeño establecidos.
- c. Todas las otras Funciones Críticas continúen operando aunque con leve degradación del desempeño.
- d. Pueda suspender automáticamente la ejecución de las Funciones No Críticas hasta que el Sistema vuelva a sus Estados Normal o de Alta Actividad.
- e. Los procedimientos de failsoft no son llamados en los niveles de actividad definidos como Estado Normal ó Estado de Alta Actividad. La entrada y salida de un estado de failsoft son anunciados con alarma y registro.

2.6 Disponibilidad del Sistema

El Sistema SCADA/EMS del CDC de ELECTROANDES fue probado y se obtuvo una disponibilidad global superior a 99.95% para todas las funciones críticas. Esto garantiza que el tiempo de falla total anual acumulado de todas las funciones críticas no deberá exceder las 4 horas y 23 minutos. Este valor de la disponibilidad es un standard que se exige a los sistemas SCADA/EMS.

Todas las funciones son definidas como críticas, excepto las citadas a continuación que son definidas como no críticas:

- a. Generación y modificación de la base de datos.
- b. Generación y modificación de despliegues.
- c. Creación y modificación de reportes.
- d. Soporte para el desarrollo de software.
- e. Generación y configuración del software del Sistema.

El valor de disponibilidad mencionado no incluye a las RTUs, sistemas de telecomunicaciones o fuentes de alimentación de energía debido a que estos no forman parte del software del sistema SCADA/EMS.

2.7 Failover y Reinicio del Sistema

Bajo ninguna circunstancia más de un procesador de un par dual - redundante estará on-line o en stand-by. La Tabla 2.9 presenta el desempeño relacionados con los tiempos de stand-by, failover y reinicio.

2.7.1 Requisitos para el Failover

Cuando la base de datos de tiempo real on line opera en el servidor principal, esta está

respaldada en la base de datos del servidor en stand-by. Este requisito establece las transferencias periódicas de todos los cambios de la base de datos on line a la base de datos stand-by.

Tabla 2.9 - CARACTERISTICAS DE STAND-BY, FAILOVER y REINICIO

FUNCIÓN		TIEMPO O TASA MÁXIMA
1	Base de Datos residente en la memoria principal respaldada en memorias masivas redundantes	En los 5 segundos siguientes a cualquier acción que afecte la base de datos
2	Entradas de usuario y solicitudes realizadas al procesador principal	Bajo ocurrencia; terminadas en 5 segundos
3	Failover de un procesador on line a un procesador en stand-by	En 15 segundos
4	Reinicio en tibio (warm) del Sistema on line	En 30 segundos
5	Terminación del barrido de todas las RTUs después de un failover o reinicio	En 15 segundos
6	Reinicio en frío de un Servidor	4 minutos
7	Reinicio total del Sistema (on line) en frío	En 13 minutos

Las unidades de almacenamiento masivo on line y en stand-by contienen información idéntica. Los procesadores on line transmiten inmediatamente a los discos y procesadores en stand-by, todos los cambios de parámetros o datos hechos por los usuarios (por ejemplo: valores límite, entradas de etiquetas, entradas de inhibición de alarmas, datos entrados manualmente, etc.) así como también un registro de las condiciones actuales del Sistema, como la lista de alarmas y eventos, archivos históricos, etc.

2.7.2 Reinicio Automático del Sistema

El sistema cuenta con procedimientos para reiniciar el Sistema. Para esto se tienen dos modos: uno en "tibio" y uno en "frío". Para ambos modos, todos los programas residentes en el procesador que haya fallado son activados o programados de acuerdo con una secuencia de inicio predeterminada, sin considerar los programas que estaban siendo ejecutados antes de un reinicio. En un reinicio todos los datos recibidos desde las RTUs o de los enlaces de datos serán re-adquiridos tan pronto como sea posible.

En un reinicio en "tibio" se restaura lo siguiente, a partir de la base de datos del Sistema más recientemente salvada:

- Configuración del Sistema

- Datos entrados por el operador
- Parámetros entrados por el operador, como límites y etiquetas (tags).

En un reinicio en tibio todos los datos normalmente barridos y los datos normalmente recibidos por medio de los enlaces de datos serán barridos nuevamente y procesados con la mayor brevedad.

Un reinicio en frío es un re-arranque completo del Sistema a partir de la versión archivada de la base de datos.

2.7.3 Reinicio Manual del Sistema

Es posible realizar failover o hacer un reboot de los servidores o subsistemas individuales desde una consola en el modo de operación adecuado.

2.8 Condiciones Ambientales de Operación de los Equipos

Tabla 2.10 – CONDICIONES AMBIENTALES DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS

- Altura sobre el nivel del mar	
Estación Maestra	: 3800 m.s.n.m
RTUs	: de 1200 a 4500 m.s.n.m
- Instalación	: Interior
- Humedad relativa	: de 45% a 98%
- Temperatura ambiente	
Estación Maestra	: de -20°C a 45°C
RTUs	: de -20°C a 55°C
- Presión Barométrica	: de 0.45 a 1.08 bar
- Uso	: Industrial
- Interferencia de radiofrecuencia	: Inmune

2.9 Fuentes de Alimentación de Energía

2.9.1 Equipos de la Estación Maestra

a. Fuente de alimentación de energía ininterrumpida (UPS) de 18 kVA con autonomía de 4 horas y tensión de salida monofásica alterna de 120 Vac y 60 Hz, con un terminal conectado a tierra.

b. Fuente de alimentación de energía continua de 48 VDC con respaldo de banco de baterías de 200 A-h, con el terminal positivo conectado a tierra.

2.9.2 RTUs

a. Fuente de alimentación de energía continua de 48 VDC con respaldo de banco de baterías de 200 A-h, con el terminal positivo conectado a tierra.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DEL NUEVO SISTEMA SCADA/EMS DEL CENTRO DE DESPACHO DE CARGA

En esta sección se describen las funciones que son ejecutadas por el Sistema SCADA/EMS del CDC.

3.1 Funciones SCADA

El sistema SCADA incluye las siguientes funcionalidades:

- Adquisición e Intercambio de Datos
- Registro de la Secuencia de Eventos (SOE)
- Procesamiento de Datos
- Revisión Post Disturbio
- Control Remoto
- Colocación de Etiquetas (Tagging)
- Coloreado de la Red
- Manejo de Procedimientos de Conmutación
- Monitoreo de la Generación
- Rechazo de Carga

3.1.1 Adquisición e Intercambio de Datos

La función de Adquisición e Intercambio de Datos es utilizada para enlazar dispositivos y sistemas externos al CDC con el propósito de adquirir y enviar datos. Los dispositivos y sistemas externos típicos incluyen:

- Unidades Terminales Remotas (RTUs) instaladas en las Centrales Hidroeléctricas y Subestaciones Eléctricas.
- Enlaces de datos con otros Centros de Control.
- Sistema de Información de ELECTROANDES.
- Sistemas Hidrometeorológicos (futuro)

Los medios de comunicación que es soportado por el Sistema SCADA/EMS son conexión por línea física, microondas, par telefónico, onda portadora (PLC), fibra óptica y cualquier

combinación de éstos. Los datos son intercambiados por medio de una gran variedad de arquitecturas de comunicaciones tales como enlaces “punto a punto”, multipunto, Redes de Área Local (LANs) y/o Redes de Área Extendida (WANs).

a. Los datos obtenidos de una RTU incluyen:

- Estados (estado de operación de una unidad generadora, posición de los interruptores, posición de los seccionadores, alarmas, etc.)
- Datos del SOE (estados con etiqueta de tiempo altamente precisa)
- Medidas (MW y MVAR de una línea, MW y MVAR de un transformador, tensión de barras, frecuencia, posición del tap del transformador, generación MW y MVAR, nivel de agua, temperatura, etc.)
- Contadores (MWH, MVARH, etc.).

El barrido de las RTUs se realiza en forma secuencial para aquellas que están en el mismo canal de comunicación, y en forma paralela para las que se encuentran en diferentes canales de comunicación.

Cada respuesta de las RTUs son revisadas para detectar ciertas condiciones básicas de error, tales como respuesta incorrecta, error en la telemetría, errores de superposición de información, etc. Todo error detectado es registrado para propósitos de mantenimiento. En caso de error el Sistema trata de superar la situación de error, repitiendo el procedimiento durante un número de veces pre-determinado. Si no se detectan más errores en, por lo menos uno de los nuevos intentos, se considerará como error recuperable. De otro modo, se considerará como no recuperable.

Se tiene la capacidad para desactivar y reactivar el barrido de una RTU o grupo de RTUs por parte del operador, como parte de las herramientas generales del Sistema.

b. Intercambio de Datos

La información que pueden ser intercambiados sobre los enlaces de datos incluyen:

- Estados y medidas del sistema eléctrico de Electroandes y de áreas vecinas permitiendo a ELECTROANDES adquirir datos externos (fuera de la jurisdicción del CDC) que sean de interés para detectar eventos en áreas de servicio vecinas que puedan afectar el área de servicio de ELECTROANDES.
- Datos utilizados para la planeación y programación de mantenimiento de los equipos del sistema eléctrico.
- Datos hidrometeorológicos (futuro).
- Comandos de control remoto (a ser transmitidos a las RTUs).

- Toda la información histórica disponible a través del HIS.
- Flujo de datos transferidos entre el Centro de Control del COES-SEIN y el Centro de Control de ELECTROANDES:
- Resultados de las funciones de planeación hidrotérmica realizadas por el COES.
- Costos marginales de operación del Sistema Interconectado (SIN) en tiempo real.

El Sistema cuenta con el protocolo estándar para comunicaciones Inter Control Center Protocol (ICCP) o también denominado IEC 60870-6 TASE.2, para el enlace de datos con otros centros de control, y todo el software y hardware para la operación completa del mismo.

3.1.2 Registro de la Secuencia de Eventos (SOE)

Las RTUs tienen la capacidad de almacenamiento de datos del SOE, para ciertos eventos. Los puntos que son teledados para el registro del SOE son adicionales a los puntos de estado y alarma obtenidos por barrido. Cada RTU tiene un reloj interno para la colocación de la hora a los eventos del SOE con una resolución menor o igual a ± 1 ms. La estación maestra realiza la sincronización de los relojes de las RTUs con el fin de mantener una resolución de eventos entre RTUs menor o igual a ± 10 ms.

La estación maestra revisará en el buffer de cada RTU para nuevas entradas del SOE. Los buffers con nuevos datos del SOE son leídos de manera que se minimice la interrupción al barrido normal. Los buffers son borrados sólo cuando la estación maestra reconozca la recepción de los datos del SOE transmitidos.

Los datos del SOE obtenidos son almacenados en orden cronológico en la base de datos del Sistema de Información Histórica.

El uso típico de la información del SOE es específicamente la operación de relés e interruptores. Con el fin de facilitar el análisis, los datos del SOE son almacenados en tablas relacionales, de tal forma que posteriormente se pueda recuperar la información clasificada por diferentes criterios, tales como tipo de equipo, tipo de protección, fecha y hora de ocurrencia del disturbio, etc.

3.1.3 Procesamiento de Datos

El procesamiento de datos incluye lo siguiente:

- Procesamiento de datos análogos teledados
- Procesamiento de datos de estados teledados
- Procesamiento de datos de contadores teledados
- Cálculos de análogos en tiempo real

- Cálculos de estados en tiempo real.

a. **Procesamiento de Datos Analógicos**

Una vez recibidos los datos analógicos teledados sin errores en la comunicación, se realizan las siguientes funciones:

- Conversión de datos a unidades de ingeniería
- Verificación de límites de alarma
- Almacenamiento de datos en la base de datos

La conversión básica de valores analógicos a unidades de ingeniería se hace asumiendo una característica lineal del transductor de la forma general $Y=mX+b$, donde m y b son los coeficientes que definen la escala y el offset del punto analógico. El Sistema también soporta características no-lineales programables por ELECTROANDES.

Cada valor analógico es verificado cada vez que se obtenga por barrido o sea calculado, en relación con un conjunto de tres (3) límites altos y bajos predefinidos y cambiables, que son especificados individualmente para cada punto. Estos tres límites son:

- **Límites de razonabilidad alta y baja:** Las lecturas próximas al máximo y próximas al mínimo de los transductores o convertidores A/D son consideradas no razonables (malas) y no se emplean para actualizar la base de datos.
- **Límites de Emergencia altos y bajos:** una lectura por encima de uno de estos límites indica un estado de emergencia en el sistema eléctrico.
- **Límites operacionales altos y bajos:** una lectura por encima de estos límites indica una desviación de los parámetros de operación normal que pueden ser predeterminados basándose en consideraciones económicas o de otro tipo.

La detección de la violación de un límite origina la activación de una alarma apropiada. También se produce una indicación de retorno a la normalidad, cuando la condición de alarma desaparezca. Se tiene una banda muerta en la alarma de retorno a la normalidad y se asignará una por cada punto.

b. **Procesamiento de Datos de Estado**

Los datos de estado se procesan para cada período de barrido. El nuevo estado obtenido se compara con los datos de estado que se encuentra en la base de datos para determinar si ha habido cambios. Los cambios de estado no iniciados por el operador generan una alarma apropiada y una actualización inmediata del despliegue. El cambio de estado iniciado por el operador no origina una alarma, pero sí una actualización inmediata del despliegue.

Estado de los Dispositivo de Movimiento Lento

Algunos dispositivos de movimiento lento, como los seccionadores operados con motor, son teledados con el fin de indicar las posiciones completamente abiertas y completamente cerradas. El software interpreta y muestra cada posición del dispositivo según esté completamente abierto, completamente cerrado, en tránsito o no válido (condiciones de error). Si el dispositivo de movimiento lento abre o cierra, una alarma será reportada y si no se completa su operación (completamente cerrado o abierto) en un período de tiempo pre-establecido también se genera una alarma.

Procesamiento de la Indicación de Estado

El procesamiento de datos de estado consiste, para el caso de ELECTROANDES, en detectar los cambios en los interruptores de tres estados y en los seccionadores de dos estados.

c. Procesamiento de Datos de Contadores

Los contadores son leídos a intervalos de tiempo programables, estos pueden ser cada 15 minutos, 1 hora, etc. Todas las medidas obtenidas mediante el uso de los contadores son procesadas con respecto a la conversión de datos y a la verificación de los límites de razonabilidad. La estación maestra detecta las lecturas erróneas del contador (ejm. error de comunicación, falla en la energía de la RTU, reiniciación, etc.) de tal forma que las lecturas erradas no sean usadas para calcular las acumulaciones. Por los menos tres nuevos intentos es realizado antes de declarar que un contador está inoperante.

Las lecturas del contador son traducidas a unidades de ingeniería cada período de 15 minutos.

Las lecturas de MW asociadas con los MWH (ej., lecturas de la misma línea) son integradas y usadas como datos de respaldo. Las lecturas positivas y las negativas de un punto de datos en MW son integradas por separado, para producir el cálculo de MWH recibidos y entregados. En igual forma se procede para el respaldo de los datos de MVARH con base en los datos de potencia reactiva.

En general, las lecturas de contador usan los siguientes medios de respaldo:

- Contadores de respaldo, donde exista más de un dispositivo físico.
- Lecturas de respaldo, donde un valor integrado respalde a un medidor físico.

Se tiene un despliegue para mostrar todas las lecturas de energía (MWH y MVARH) y sus correspondientes lecturas de respaldo. El operador tiene la opción, a través de procedimientos interactivos con el monitor, de entrar manualmente a reemplazar valores o

de ordenar el uso de los datos de respaldo en lugar de los correspondientes datos del contador, que pueden estar malos o no estar presentes.

d. Datos Analógicos Calculados

Un punto analógico calculado es un punto de datos cuyo valor es una función del valor de uno o más puntos de datos (puntos componentes). El valor del punto calculado es calculado predefiniendo una ecuación algebraica dedicada a ése punto en particular. Es posible usar datos telemedidos, datos no-telemedidos, constantes y otros datos calculados como puntos componentes en el cálculo de un punto.

Cada punto de datos analógico calculado tiene un límite de verificación y una alarma. Se puede definir hasta 10 puntos componentes como parte de una definición de un punto calculado.

Se pueden realizar cálculos de enteros, reales y del tipo mixto, así como también realizar operaciones lógicas AND, OR, NOT XOR y XAND.

Con base en los cálculos anteriores se ha implementado los siguientes cálculos requeridos por ELECTROANDES:

- Contador del número de operaciones de apertura de equipos (por ejemplo interruptores).
- Contador del número de operaciones de cierre de equipos.
- Tiempo acumulado de operación de equipos en un período determinado (por ejemplo, los generadores) o tiempo de operación de los equipos en condiciones predeterminadas por un evento (por ejemplo, transformadores operando por encima de un nivel de carga límite). Cualquier cálculo anterior se puede reinicializar (resetear) a solicitud del operador.

e. Datos de Estado Calculados

La función de cálculo de datos de estado se usa para hacer análisis lógicos frecuentes de éstos puntos; la frecuencia de cálculo será asignable por el programador a nivel de cálculo individual. Alternativamente, el cálculo de puntos de estado calculados ocurre cada vez que uno de los puntos componentes cambie de estado.

Las siguientes ecuaciones ilustran el tipo de operaciones que se pueden realizar:

- $S = \text{NOT } A$
- $S = A \text{ AND } B$
- $S = A \text{ OR } B$
- $S = 1 \text{ si } x \geq y$
- $S = 0 \text{ si } x < y$, donde x e y son análogos telemedidos, análogos calculados o cualquier

combinación de los dos.

Los puntos de estado calculados son tratados en igual forma que los puntos de estado teledados con respecto a alarmas y reconocimiento de alarmas.

f. Datos No Teledados

Algunos datos en la base de datos no son obtenidos desde las RTUs. Esos puntos incluyen:

- Puntos de estado no teledados
- Puntos analógicos no teledados
- Puntos de contadores no teledados

Estos datos son actualizados mediante la operación de entrada manual.

El punto no teledado es presentado en el despliegue y registrado en los reportes, de forma tal que se diferencien de aquellos sustituidos por la acción manual del operador para los datos de tiempo real desactivados. Los puntos teledados o no teledados son transparentes para los programas de aplicación.

g. Calidad de los Datos

El estado de calidad de datos para los datos teledados incluye la siguiente información en el orden de prioridades indicado:

- Datos ingresados manualmente
- Datos desactivados
- Error de telemetría
- Datos buenos

3.1.4 Revisión Post Disturbio

La capacidad de Revisión Post Disturbio consiste en la creación y actualización continua de un Sistema de Archivos de Disturbio, el cual puede utilizarse para análisis “post-mortem” de disturbios anteriormente registrados. Cada diez segundos, un snapshot de los puntos seleccionados por el despachador o de toda la base de datos en tiempo real es almacenado en el Sistema de Archivos de Disturbio, el cual consiste de tres archivos circulares que incluyen los períodos de pre-disturbio, disturbio, post-disturbio.

El tamaño de cada archivo es determinado por la longitud del período de tiempo cubierto por el registro, la cantidad de datos que van a ser almacenados y la capacidad de almacenamiento disponible en disco. Las longitudes recomendadas para estos archivos son de 10 minutos para el período de pre-disturbio, 15 minutos para el período de disturbio y 15 minutos para el período de post-disturbio. El archivo de pre-disturbio se bloquea, ya sea

en un evento de disparo o en un comando introducido por un operador y los siguientes snapshots serán almacenados en los archivos de disturbio y post-disturbio. Este conjunto de datos almacenados se denomina un conjunto de revisión.

Los conjuntos de revisión múltiple son almacenados en un disco para una revisión, análisis y/o impresión posterior.

3.1.5 Control Remoto

Los comandos de control remoto se logran mediante solicitudes de control a las RTUs. Un comando de control es enviado a una RTU, solamente después que la solicitud de control ha sido verificada, tal como estado desactivado, etc. Las solicitudes de comando inválidas del operador son rechazadas.

Una vez finalizada exitosamente una secuencia de control remoto con una RTU, la estación maestra verifica la ejecución del comando, revisando el estado del dispositivo controlado. Si no se detecta el nuevo estado esperado dentro de un período pre-establecido, se generará una alarma de comando no ejecutado. Una falla en el dispositivo controlado no origina ningún reintento automático del comando.

El Sistema proveerá las siguientes funciones de control remoto:

- Control de dispositivos de dos y tres estados
- Control de dispositivos de tipo incremental

a. Control de Dispositivos de Dos y Tres Estados

El control de equipos de dos y tres estados con la modalidad de “Seleccionar Antes de Operar” será posible para los siguientes tipos de dispositivos:

- Interruptores (apertura y cierre rápido)
- Seccionadores (abierto/cerrado)
- Conmutadores (auto/manual, inicio/fin, abrir/cerrar etc.)

b. Control de Dispositivos Tipo Incremental

Un control de “Selección Antes de Operar” también es posible para los siguientes tipos de equipos con control por incremento:

- Posición del regulador
- Transformadores con taps bajo carga

Una vez que el operador seleccione un punto para control, está en capacidad de enviar cualquier número de mandos de subir o bajar, sin necesidad de volver a seleccionar el punto. Sin embargo, la selección del punto se desactiva automáticamente en un tiempo límite si el operador no ha ingresado los mandos en "x" segundos, donde "x" es un

parámetro definible por el programador.

3.1.6 Colocación de Etiquetas (Tagging)

Se tiene la capacidad de realizar tagging de un dispositivo, monitoreado o no monitoreado, a través de los despliegues gráficos. El tag de un dispositivo representa la acción del operador para llamar la atención sobre un dispositivo representado mediante un símbolo en un despliegue indicando que el control remoto está inhibido o con restricciones. Dependiendo del tipo de tag, el software deberá inhibir el mando del dispositivo asociado.

Es posible rotular un dispositivo a través de cuatro tipos de tag. Estos son en orden de prioridad:

- Tipo 1 (no control - prioridad máxima)
- Tipo 2 (sin control de cierre)
- Tipo 3 (sin control de apertura)
- Tipo 4 (control permitido pero se sugiere precaución)

La colocación de un tag genera una entrada bajo el título Resumen de Tags.

Cada entrada contiene la siguiente información:

- Día/hora de colocación del tag
- Tipo de tag
- Identificador de la estación
- Identificador del dispositivo
- Campo para comentarios

3.1.7 Procesamiento de Alarmas

Las alarmas detectadas son manejadas de forma tal que las condiciones de alarma predefinidas son reportadas de manera clara, concisa y oportuna solo para aquellas consolas que necesiten de la información. La administración de alarmas es soportado con niveles de prioridad, es decir, cuando se presente una alarma esta será dependiente tanto de su Área de Responsabilidad (AOR) como de su prioridad.

El anuncio de una alarma incluye un tono de audio.

Las alarmas son mostradas en un diagrama unifilar con despliegue en pantalla por medio de símbolos y/o cambios de color. Las alarmas y los eventos son almacenados diariamente y archivados para una referencia posterior.

3.1.8 Coloreado de la Red

La función de Coloreado de la Red suministra la capacidad de utilizar un código de colores para identificar estados, tales como, energizado vs desenergizado, o abierto vs

cerrado, partición e islas en las instalaciones, tales como líneas y transformadores (esta es una función basada en la topología de la red, diferente a la función de monitoreo que utiliza colores estáticos).

3.1.9 Manejo de Procedimientos de Conmutación

La función de Manejo de Procedimientos de Conmutación (SPM) provee los recursos que permiten al operador crear, seleccionar, editar, ejecutar, imprimir y almacenar trabajos de control de red que consisten de solicitudes de control remoto. Estos trabajos son ejecutados, bien sea en procesos en modo de control en línea (tiempo real) o modo simulación (estudio).

Las capacidades del SPM se usan para preparar, estudiar y ejecutar operaciones de despeje. También, se utiliza para ejecutar operaciones de control remoto con el fin de aliviar condiciones de falla y restaurar el flujo de potencia luego de una falla.

El SPM suministra capacidades de manejo por medio de despliegues resumidos en pantalla y menús de fácil acceso y utilización. Las acciones que son desempeñadas por medio del Control Remoto están permitidas en el procedimiento de conmutación. Adicionalmente, se suministra las facilidades para realizar comentarios y la asociación de múltiples despliegues con cada procedimiento de conmutación.

El SPM proporciona las siguientes facilidades:

- **Creación del Procedimiento de Conmutación:** Un procedimiento de Conmutación es una secuencia de comandos de control remoto, pasos de organización y comentarios del operador.
- **Selección del Procedimiento de Conmutación:** Esta selección es a través de un Resumen del Procedimiento de Manejo de Conmutación. El Resumen suministra una línea de título y muestra un botón de selección para cada procedimiento, de tal forma que el procedimiento de conmutación deseado es seleccionado por un poke point.
- **Ejecución del Procedimiento de Conmutación:** Los procedimientos de conmutación son ejecutados, ya sea en modo de proceso o modo de estudio. La función de Control Remoto ejecuta las acciones requeridas en el procedimiento de conmutación. El procedimiento completo se ejecuta secuencialmente o paso a paso.
- **Impresión del Procedimiento de Conmutación:** El procedimiento de conmutación puede ser imprimido cuando así lo requiera el operador.
- **Almacenamiento del Procedimiento de Conmutación:** Los procedimientos de conmutación que han sido ejecutados pueden ser almacenados cuando el operador así lo

requiera para uso posterior, como modelo de nuevos procedimientos o ser eliminado.

3.1.10 Monitoreo de la Generación

Una de las funciones de ELECTROANDES es la de generar energía e intercambiar energía eléctrica con otros miembros del COES que forman parte del SEIN. La programación de la generación se efectúa fuera de línea con herramientas tipo PC produciéndose una programación semanal de generación para cada uno de los generadores de ELECTROANDES. La programación semanal se ajusta para cada día con los datos adicionales relativos a carga y/o disponibilidad de las unidades generadoras. La labor del centro de control es la de monitorear el seguimiento del programa de generación con base en datos de tiempo real, coordinar cambios a este programa con el Centro de Control del COES-SEIN cuando sea necesario y producir reportes sobre la generación programada y real.

3.1.11 Intercambio de Información con el Centro de Control del COES-SEIN

Una de las funciones del enlace de datos con base en el protocolo ICCP, es la de intercambiar información con el Centro de Control del COES-SEIN. El Sistema soporta el envío de los siguientes tipos de información relativos a la generación:

- Información en tiempo real sobre el estado de los generadores, la generación y cualquier otro punto de la base de datos de tiempo real (programable en periodicidad y contenido de acuerdo con la regulación vigente).
- Intercambio de archivos de programación semanal, diario y sus modificaciones.
- Intercambio de mensajes entre operadores.
- A su vez el Sistema recibe información del Centro de Control del COES-SEIN consistente en datos de tiempo real y archivos con la programación definitiva de generación.

3.1.12 Rechazo de Carga

Esta función permite un rechazo de carga de alimentadores seleccionados, a pedido del operador. Cada carga que está sujeta a rechazo de carga intencional se le asigna un nivel de prioridad único en la base de datos.

Si el operador decide bloquear cualquier alimentador de una lista, el programa selecciona automáticamente los próximos alimentadores hasta alcanzar la cantidad de MWs requerido. Los alimentadores aprobados serán abiertos automáticamente bajo el control del programa, y escalonando las aperturas de los interruptores si se especifica un intervalo de tiempo opcional entre las operaciones sucesivas de rechazo de carga.

Finalmente, para propósitos de rechazo de carga se registra la información de la hora en que se abrieron los interruptores, el tiempo de apertura transcurrido, el último flujo de carga a través del interruptor y la energía no suministrada, calculada como el producto del último flujo de MW y el tiempo de apertura del interruptor.

En forma análoga se cuenta con el software para reposición de carga, con funciones similares especificadas al programa de Rechazo de Carga.

3.2 Sistema de Información Histórica (HIS)

El HIS es el almacenamiento central de la información histórica. Un sistema de Manejo de Base de Datos Relacional (RDBMS) es utilizado para crear, mantener y acceder a la base de datos del HIS. El HIS recolecta periódicamente la información seleccionada que se encuentra almacenada en la base de datos en tiempo real del sistema SCADA/EMS, como son:

- Lecturas instantáneas de la base de datos en tiempo real, valores acumulados y analógicos calculados
- Mensajes de alarmas y eventos (Archivo A&E).
- Mensajes de eventos del SOE.
- Resultados de los programas de aplicación.
- Información de programación y contabilización de energía (generación de ELECTROANDES, carga de ELECTROANDES, etc.)

3.2.1 Recolección de Datos del HIS

Periódicamente el HIS recoge la información individual específica con sus códigos de calidad y según las siguientes tasas de recolección de información:

- Tiempo de barrido
- Segundos (2, 10, etc., programable)
- Minutos (5, 15, etc., programable)
- Por Horas
- Diario

3.2.2 Archivo de Datos del HIS

Cualquier dato del Sistema está disponible para recolección, cálculo, retención y archivo por parte del HIS. Los períodos de retención dados en el capítulo II representan la duración mínima en que los datos son mantenidos en línea. Cuando una información no archivada exceda el período de retención es automáticamente transferida a la unidad de almacenamiento removible (cinta magnética o disco óptico), como información archivada.

3.2.3 Códigos de Calidad de los Datos del HIS

La base de datos incluye todos los códigos de calidad asociados con cada punto.

3.2.4 Reporte de Eventos Auditados del HIS

Se conserva y mantiene disponible un seguimiento de auditoría de todas las modificaciones realizadas a la base de datos del HIS. Este rastreo identifica cada cambio realizado al contenido o la estructura de la base de datos del HIS, la hora y la fecha de la modificación, al igual que la identificación de la persona que realizó el cambio. El rastreo auditado incluye tanto los valores anteriores como posteriores a la modificación de la estructura y del contenido.

3.2.5 Capacidades de Acceso al HIS

El HIS permite el acceso a la información almacenada a los usuarios del Sistema SCADA/EMS, a los usuarios de los PCs y estaciones de trabajo conectadas a la LAN existente de ELECTROANDES y que utilicen las opciones de recuperación del RDBMS. La recuperación de información se rige por las Normas SQL. La función de recuperación incluye las siguientes características:

- Proceso de selección de información a través de menús.
- Grupos pre-formateados para la solicitud de recuperación de información, creados según el software de desarrollo de la interfaz del usuario
- Grupos predefinidos de acceso genérico tales como que todos los puntos análogos en un momento determinado, un valor máximo o mínimo en un tiempo determinado, etc.
- Capacidad para definir solicitudes ad hoc para llamar a cualquier dato que tenga características similares a las buscadas y en el período especificado (por ejemplo, la carga en MVA de transformadores que haya excedido un valor de 20 MVA entre Julio y Septiembre de 2003).
- Suministrar información mediante gráficos cuando así sea solicitado.
- Restricciones al acceso de información confidencial.
- La base de datos del HIS proporciona una interfaz disponible para otros paquetes comerciales de software tales como hojas de cálculo.

3.3 Funciones de Análisis de Red

3.3.1 Descripción General de las Funciones de Análisis de Red

Los programas de Análisis de Red sirven para asistir a los operadores en el monitoreo, control y planeación de la operación segura del sistema de potencia de ELECTROANDES. Los programas están integrados y diseñados para una ejecución rápida y confiable. Los

programas tienen la capacidad de ser ejecutados en modo de Tiempo Real y en modo Estudio. Las Figuras 3.1 y 3.2 presentan las relaciones funcionales de los programas en el modo en tiempo real y en el modo estudio respectivamente.

En Modo de Tiempo Real, los programas son ejecutados para monitorear y analizar el estado del sistema de potencia en tiempo real. En Modo Estudio, el estado del sistema de potencia a ser analizado se podrá especificar mediante la selección de cualquiera de los casos archivados en la base de datos.

A lo largo de esta sección se hace referencia a la red externa y a la red interna. La definición de estas redes es la siguiente:

- La **red externa** es aquella parte de la red que no tiene telemetría, o que tiene telemetría pero no es observable.
- La **red interna** es aquella parte de la red que tiene telemetría y es observable, la cual debe ser resuelta por el Estimador de Estado.

El Estimador de Estado asegura la consistencia de las soluciones de las redes interna y externa y minimiza o eliminará cualquier error en las fronteras entre las redes interna y externa.

3.3.2 Topología de la Red

El programa de Topología de Red determina la conectividad de los equipos de las subestaciones y líneas de transmisión para condiciones de tiempo-real y estudio. El programa es utilizado para dar soporte a todos los programas de Análisis de Red.

Cuando se inicia en modo de Tiempo Real, el programa de Topología de Red leerá el estado de los dispositivos de conmutación de la base de datos de tiempo real. En el Modo Estudio, la información de estado se obtendrá de los casos de estudio almacenados. El programa de Topología de Red analiza la conectividad de todos los equipos de la subestación, incluyendo generadores, compensadores estáticos VAR, condensadores sincrónicos, líneas, transformadores, cargas, condensadores y reactores. Se analiza la conectividad entre elementos de las subestaciones y de transmisión a lo largo de la red.

Cuando se utilizan los programas en Modo Estudio para analizar condiciones de tiempo real, estos toman un snapshot de la base de datos de tiempo real, después de lo cual se aislarán del ambiente de tiempo real. Por lo tanto, las modificaciones en la topología de tiempo real no tienen ningún impacto en la ejecución de los programas en modo Estudio una vez hayan comenzado.

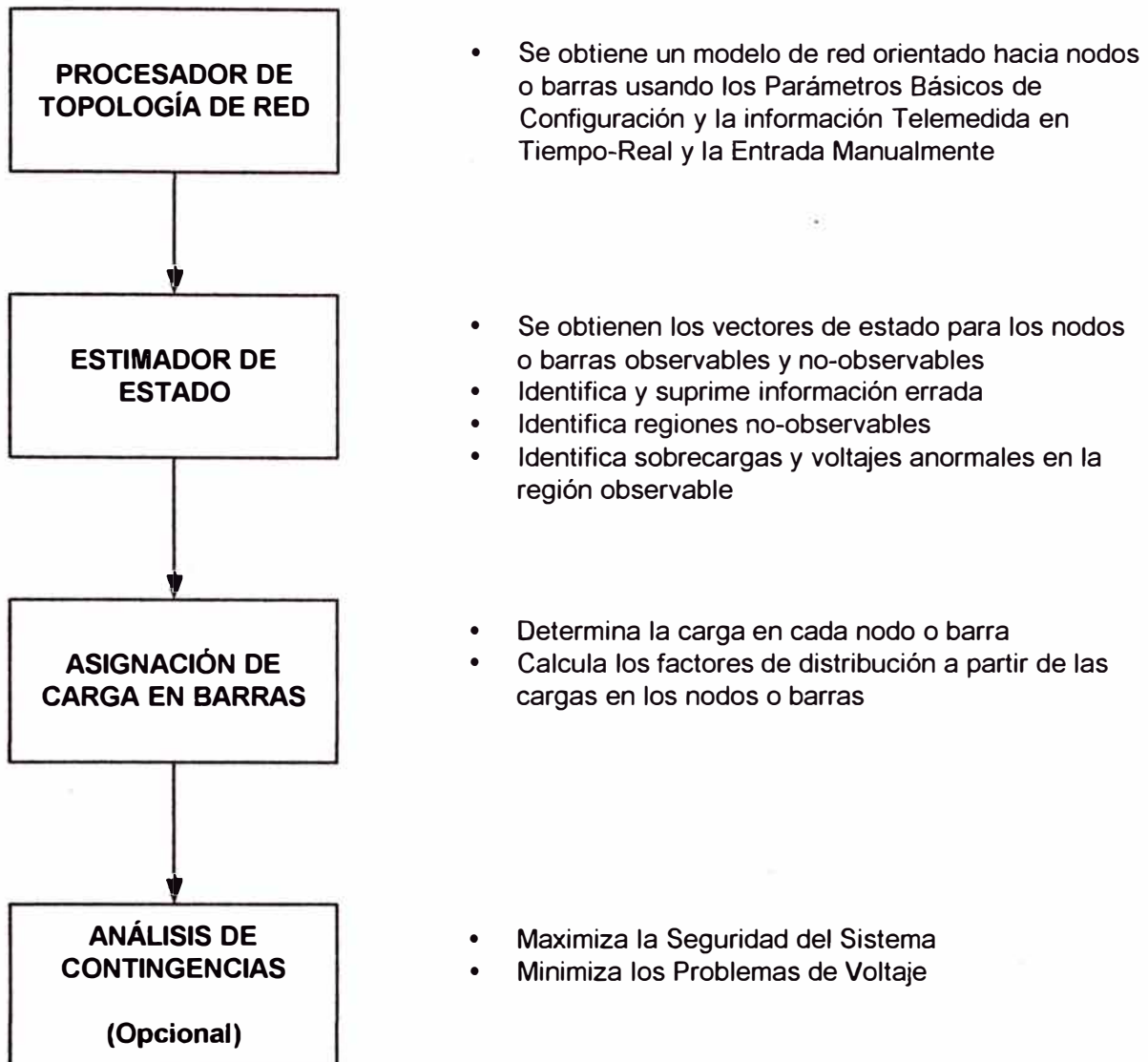


Figura 3.1 - Funciones de Análisis de Red en Tiempo Real

3.3.3 Estimador de Estado

Los propósitos del programa Estimador de Estado son los siguientes:

- Estimar la tensión en barras, ángulos de fase, colocación de taps, flujos en las ramas, inyecciones y cargas en base a los datos telemidados.
- Detectar y rechazar datos errados.
- Estimar las desviaciones estándar de los errores de las medidas analógicas.
- Suministrar un caso base para otras aplicaciones de Análisis de Red.
- Indicar sobrecargas y violaciones de tensión en equipos.

La solución del Estimador de Estado utiliza un estimador de mínimos cuadrados ponderado con base en técnicas de transformación ortogonales y usa los siguientes datos de entradas:

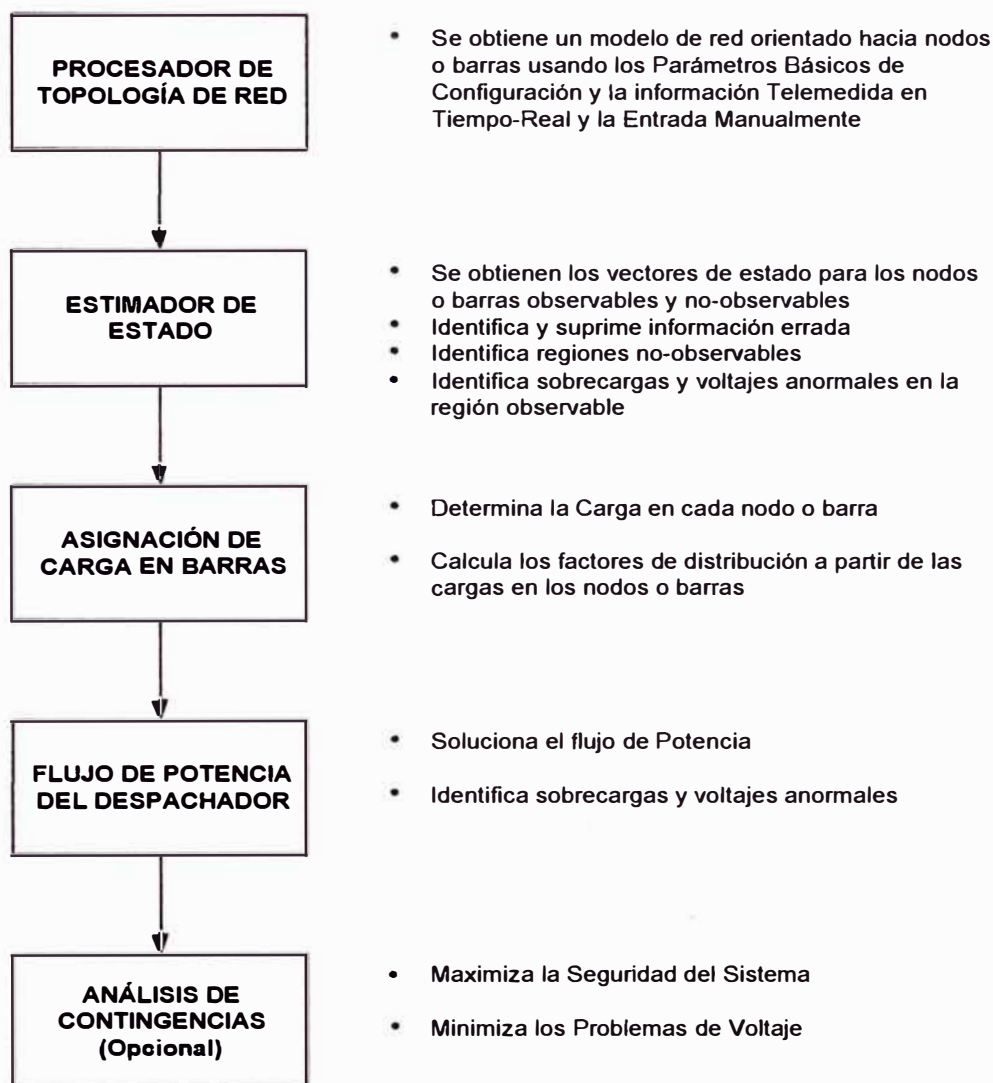


Figura 3.2 - Funciones de Análisis de Red en Modo de Estudio

- Flujos de líneas y transformadores (MW y MVAR).
- Cargas (MW y MVAR)
- Generación (MW y MVAR)
- Inyecciones Cero (MW y MVAR)
- Magnitud de Tensión en las Barras
- Medidas de la posición de los taps de los transformadores y taps de los cambiadores de fase.

El Estimador de Estado calculará los siguientes valores para el modelo de red:

- Magnitud de tensión y ángulos de fase de todas las barras
- Posición del tap (en por unidad y valor actual del tap)
- MW, MVAR en las barras

- MW, MVAR en las líneas.

El Estimador de Estado reconoce la naturaleza discreta de las medidas de los taps de los transformadores y cambiadores de fase. Las medidas de los taps de los transformadores y cambiadores de fase no son estimadas en el algoritmo principal de solución sino son usadas directamente por el Estimador de Estado, entonces se ejecutará una función de post-procesamiento después de cada solución del Estimador de Estado con el fin de estimar las posiciones de los taps de los transformadores y intercambiadores de fase con base en la solución del Estimador de Estado.

Los taps de los transformadores serán estimados teniendo en cuenta que exista suficiente redundancia local que garantice la confiabilidad de las posiciones estimadas. Los taps de los transformadores se estimarán como un sub-producto de la solución del Estimador de Estado cuando se cumpla una de las siguientes condiciones:

- La medida de la posición del tap está disponible en el transformador y esta es monitoreada.
- Las medidas del flujo en uno o ambos terminales del transformador y la medida de tensión en una cualquier de las barras terminales del transformador están disponibles y las barras terminales del transformador sean observables.

Si una parte de la red se vuelve no observable, los correspondientes datos estimados no estarán disponibles desde el Estimador de Estado.

El Estimador de Estado funciona sin restricción cuando la red se divida en dos o más áreas observables al igual que cuando se presenten islas de la red eléctrica.

El Estimador de Estado puede utilizar datos ingresados manualmente, como parte del conjunto de datos de entrada.

3.3.4 Asignación de Carga en Barras

El programa de Asignación de Carga en Barras (BLA), estima las cargas individuales en las barras (MW y MVAR), con el fin de dar soporte a los requisitos de datos para las funciones de Análisis de Red.

El BLA utiliza cargas del Sistema obtenidas por pronóstico e históricas, datos del sistema de potencia de tiempo real y otros datos suministrados por el personal del centro de control, con el fin de calcular la carga actual, las cargas para momentos pasados y futuros.

El BLA está en capacidad de suministrar datos estimados de las condiciones de operación requeridos por las funciones de análisis de red. Esta información incluirá:

- Potencia activa y reactiva y tensión en barras.
- Flujos de interconexiones e intercambios programados.

3.3.5 Flujo de Carga del Operador

El programa de Flujo de Carga del Operador (DPF) permite al usuario ejecutar los estudios de flujo de carga, con el fin de obtener:

- La magnitud de la tensión y el ángulo en las barras.
- Pérdidas en líneas y transformadores.
- Flujos en las líneas y transformadores.
- Valores de potencia de compensación reactiva
- Posición de tap de los transformadores

Con el fin de iniciar el DPF se puede seleccionar cualquiera de los casos almacenados o la solución de la ejecución más reciente del Estimador de Estado.

El DPF utiliza algoritmos de solución eficiente, exacta y robusta. Se cuenta con las técnicas de solución Desacoplado Rápido y Newton-Raphson, para que sean escogidas a opción del usuario.

El DPF calcula las posiciones discretas de los taps de los transformadores requeridas para mantener:

- Las tensiones especificadas en las barras.
- Flujos de MW en líneas y transformadores.

Para lo anterior se debe cumplir con los rangos pre-establecidos y la naturaleza discreta de la posición de taps.

A todos los valores apropiados de solución del DPF se les verifica los límites, aplicando el uso de los límites apropiados para el momento del estudio.

3.3.6 Análisis de Contingencias

La función de Análisis de Contingencias (CA) analiza los efectos de las contingencias simuladas. Estas contingencias pueden ser: la salida de un componente de la red o la salida simultánea de varios componentes de la red. Para cada contingencia, se verifica si una contingencia llevaría a una sobrecarga de la red y/o a una condición anormal de tensión.

Se simula en un período corto de tiempo, según se requiera, un número de posibles contingencias en el sistema de potencia. Para poder simular estas contingencias rápidamente, se utiliza una técnica de dos pasos. En el primer paso, se hace un análisis aproximado mediante la ejecución de dos iteraciones de un flujo de cargas desacoplado rápido. Después de este primer paso, se verifica la violación de límites de los valores

calculados de tensiones y flujos, o sus cambios con respecto al caso base de flujo de cargas. Basados en un criterio determinado, entonces, se decide si es necesario una solución completa del programa de flujo de carga para establecer si una contingencia es o no dañina. El primer paso es llamado Selección de Contingencia. El segundo paso, es llamado Evaluación de Contingencia.

Las funciones del CA están disponibles en modo de tiempo real y modo estudio. En el modo de tiempo real, el CA se ejecuta cada 15 minutos, o cuando se inicie la secuencia del Análisis de Red de Tiempo Real a causa de un evento. En el Modo de Estudio, el CA se ejecuta a solicitud del operador en este caso una solución del Flujo de Cargas del Operador es usualmente utilizada como caso base.

CAPÍTULO IV CARACTERÍSTICAS DE LA INTERFAZ DEL USUARIO

La interfaz de usuario son básicamente las consolas del sistema. Todas las consolas de la sala de control tienen capacidades funcionales idénticas, alta resolución y respuesta rápida.

4.1 Capacidades de Despliegue

En ésta sección se definen los términos que este documento usa con respecto a la tecnología "full graphic" y se describen las funciones generales de los despliegues "full graphic" en las consolas del Operador del Sistema:

- **Pixel:** Es un "elemento gráfico", la unidad más pequeña del área direccionable en un monitor. La computadora puede especificar independientemente el color, el brillo y la tasa de centelleo de cada punto en un monitor.
- **Mapa Global (World Map):** Se refiere a una colección bidimensional de información gráfica desplegable total o parcialmente en los monitores del Sistema.
- **Ventana:** Es un área rectangular dentro de un mapa global seleccionada para su despliegue en un monitor. Es posible que en una ventana se pueda desplegar un mapa global completo. Es posible que una ventana despliegue únicamente una parte de un mapa global y que el operador mueva la ventana sobre un mapa global. Este proceso se llama **panning**. También es posible aumentar o disminuir el área de un mapa global mostrado en una ventana centrada en un punto fijo arbitrario dentro de un mapa global. Este proceso se llama **zooming**.
- **Despliegue:** Un despliegue es un conjunto predefinido de información que el operador solicita, con el fin de ser mostrada en un monitor con una acción única (por ejemplo, presionando un botón específico, seleccionando un punto de captura específico, o entrando el identificador del despliegue). A este proceso se le conoce como "llamado de un despliegue".

Un despliegue puede consistir de múltiples "páginas". A los despliegues con múltiples páginas se define como "conjuntos de despliegues". Estos son organizados como un

archivo circular. Cuando el operador llame a un conjunto de despliegues, la primera página es mostrada en el monitor (más exactamente, se muestra en el "viewport activo" del monitor). Entonces, el operador puede llamar otras páginas del despliegue mediante las teclas de "página adelante" o "página atrás"; este proceso se llama "**paging**"

- **Viewport:** Un viewport es un área rectangular en un monitor dentro del cual puede mostrarse un despliegue. La relación entre viewports y ventanas se ilustra en la Figura 4.1. En esta Figura los viewports se superponen (en lugar de estar en mosaico) y por lo tanto sólo un despliegue del viewport es enteramente visible. Los viewports en mosaico también se podrán soportar.

- **Mouse:** El término "mouse", se refiere al dispositivo de posicionamiento rápido del cursor. En consolas de múltiples monitores, es posible trasladar el cursor entre monitores adyacentes mediante el uso del dispositivo de posicionamiento rápido del cursor.

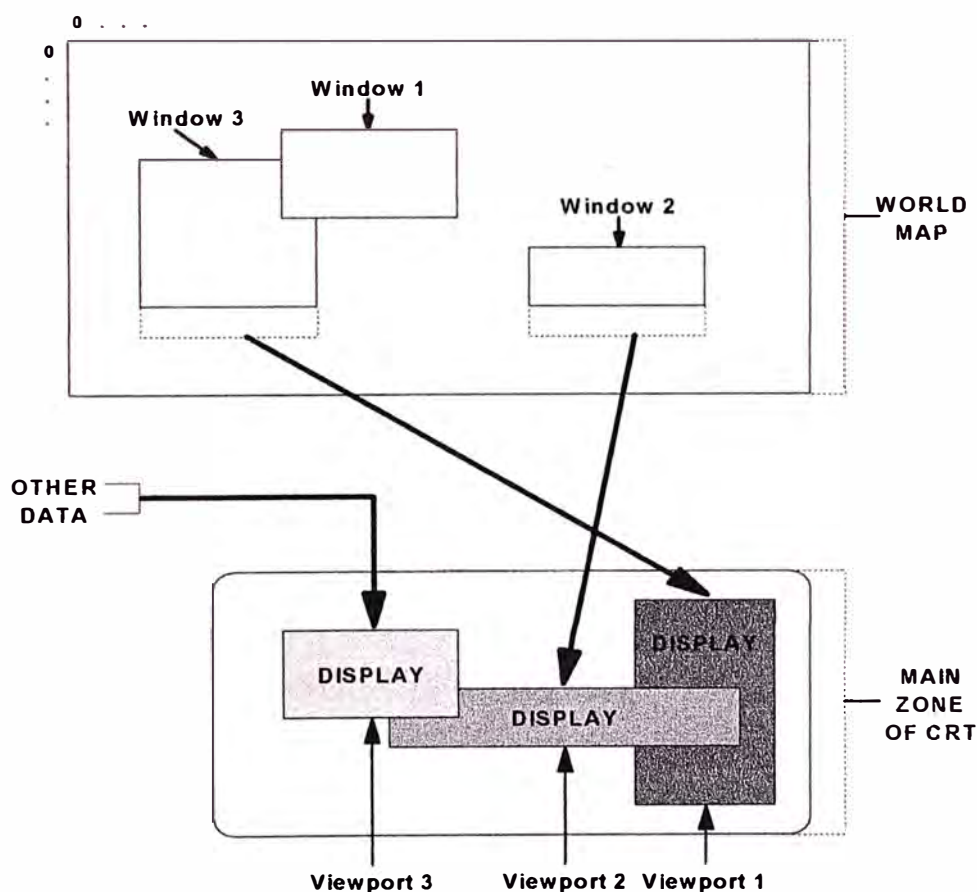


Figura 4.1 - Relación entre Viewports, Despliegues y Ventanas

4.1.1 Viewports

a. Capacidades de los Viewports

Es posible posicionar los viewports con el fin de permitir que varios despliegues sean

vistos simultáneamente.

En cualquier instante, hay uno y sólo un viewport en un monitor, designado como el "viewport activo". El viewport activo es el área de acción de todas las interacciones del usuario, como: llamados de despliegues, panning, zooming, ejecución de programas e interacciones de dialogo. El viewport activo es indicado mediante el color del borde del viewport. Un viewport esta activo, cuando el cursor esté dentro de sus límites. Aquellas porciones de los viewports que no estén obstruidas por otros viewports continúan su actualización.

Se tiene la capacidad para llevar un viewport a una representación muy pequeña (icono), sin actualizar, y mantenerlo en el monitor para uso posterior. Es posible restablecer la representación en un viewport completamente, en cualquier instante mediante el uso del mouse.

4.1.2 Mapa Global

El Sistema soporta hasta 12 mapas globales entre los que se tiene, la extensión completa del sistema de transmisión y las subestaciones de distribución, el esquema del sistema de control, el sistema de comunicaciones, etc. de ELECTROANDES.

4.1.3 Panning y Zooming

El panning permite el movimiento de la porción visualizada del mapa global. Se cuenta con el control de panning y zooming continuo y discreto.

Durante el panning o el zooming continuo, los datos dinámicos permanecerán visibles y se moveran en sincronismo con los datos de fondo, sin embargo no necesita actualizarse, hasta que el panning o el zooming se detenga.

a. Zooming

Una vez que el viewport activo contenga una ventana, es posible cambiar el nivel de ampliación, es decir, hacer un acercamiento o un alejamiento.

Cuando en un zooming, el nivel de ampliación alcance un nivel declutter, los datos aparecen o desaparecen dependiendo de los niveles de declutter asociados con los datos.

b. Panning

Cuando una ventana está presente en el viewport activo y el nivel de ampliación es diferente del límite más bajo, es posible el movimiento horizontal y vertical o panning. El panning permite visualizar otras porciones del mapa global. El panning puede ser en cualquier dirección (horizontal, vertical, o combinación de éstas) hasta que el límite del viewport (en la dirección del panning) alcance el límite del mapa global, alcanzado este

límite no se permite el panning en esa dirección.

4.1.4 Ventanas con Nombre

Es posible asignar identificadores alfanuméricos a despliegues definidos específicamente y a áreas designadas dentro del mapa global, tal que aquellas áreas pueden ser llamadas por referencia al identificador.

4.1.5 Decluttering

El decluttering se refiere al proceso de desplegar o remover selectivamente diversos elementos de un despliegue. Por ejemplo, una ampliación de una ventana en un mapa global puede mostrar las subestaciones como cajas con las líneas de transmisión conectadas a ellas. En una ampliación mayor sólo una subestación podría ser visible y se representaría con todos los detalles, mostrando interruptores de circuito, seccionadores y barras.

4.1.6 Menús de Diálogo

Los menús de diálogo, que proporcionen un ambiente para la interacción con el usuario en múltiples pasos, son los medios principales de los operadores para comandar el Sistema. El Sistema cuenta con un conjunto estándar de menús de diálogo y se ha agregado otros con el fin de soportar aplicaciones individuales.

Es posible iniciar un diálogo mediante cualquiera de los siguientes métodos:

- a. Presión de una tecla funcional
- b. Selección de un punto de captura
- c. Selección de un campo de datos dinámicos.

4.1.7 Tipos de Letras

La interfaz soporta caracteres o tipo de letras que cambien el tamaño bajo escalamiento (fonts vectoriales).

4.1.8 Despliegue de Datos Alfanuméricos

El valor o estado de cualquier punto de datos contenido en la base de datos del Sistema, ya sea que el punto es telemedido, ingresado manualmente o calculado por cualquier programa, está disponible para su presentación en cualquier lugar de la pantalla en la Zona Principal de cualquier despliegue del monitor.

Cada campo numérico en cualquier despliegue tendrá, como mínimo, las siguientes características:

- El número de dígitos enteros y fraccionarios desplegados puede ser diferente para cada ítem de los datos analógicos.

- El número de dígitos enteros y fraccionarios pueden ser diferentes para el mismo punto de datos cuando este punto de datos se muestre en diferentes despliegues.
- El signo algebraico de un valor es expresado como tal (+, o, -).
- Se define el signo algebraico de un valor en función del sentido de su flujo, utilizando ingreso a barra y salida de barra.
- Cualquier campo de datos puede ser definido como protegido (usuario no puede ingresar datos), a través del procedimiento de generación de despliegues.

Se tienen disponibles varios métodos para desplegar los atributos de los datos, incluyendo color, centelleo, vídeo bajo (low video), vídeo inverso (de dispositivo, valor o etiqueta), uso de símbolos diferentes, presencia de indicadores de calidad de datos e indicadores de banderas de libranza (tag) alrededor o cerca a los datos, etc.

4.1.9 Despliegues de Curvas de Tendencia

Los despliegues de curvas de tendencia son casos especiales de los diagramas X-Y. Están destinados para un uso frecuente por parte de los operadores y tienen características que facilitan su definición y revisión por parte de los mismos. En los despliegues de curvas de tendencia un eje es el tiempo y el otro eje es el valor de un punto seleccionado según varíe con el tiempo.

Capacidades de las Curvas de Tendencia

Las capacidades de las curvas de tendencia se indican a continuación:

- En un viewport se puede tener hasta cuatro curvas de tendencia.
- Es posible seleccionar la orientación horizontal o vertical para las curvas desplegadas en un mismo momento.
- Es posible seleccionar escalas de tiempo y valores diferentes para las curvas, pero todas las curvas mostradas simultáneamente en un solo viewport tienen la misma escala de tiempo.
- Es posible seleccionar un color único para cada curva.
- Es posible asignar un límite a cada curva.
- Las curvas de tendencia para los datos de tiempo real se actualizan automáticamente cuando un nuevo valor esté disponible.

Selección de los Parámetros de las Curvas de Tendencia

Los parámetros de la curva de tendencia se incluyen en las definiciones de los despliegues para las curvas de tendencia permanentes y son definidos por los operadores para los puntos de tendencia seleccionados por ellos mismos. Los parámetros que se

pueden definir incluyen:

- Intervalo de muestreo (para los datos de tiempo real el muestreo más frecuente será la tasa de barrido del punto).
- Escalamiento del eje de valores.
- Escalamiento del eje de tiempo.
- Intervalos entre las marcas en el eje de tiempo y entre las líneas de la grilla (lines grid).
- Intervalos entre las marcas en el eje de valores y entre las líneas de la grilla (lines grid).
- Color de la curva de tendencia.

4.1.10 Zonas de Despliegues

Todos los monitores full-graphics tienen las áreas de despliegue dedicadas que se describen a continuación.

- Una Zona del SISTEMA, que contiene toda la información relacionada con el monitor y la consola.
- Una Zona de ALARMA, que contiene toda la información relacionada con alarmas.
- Una Zona PRINCIPAL, que contiene uno o más viewports, cada uno desplegando una ventana o un despliegue con nombre.
- Una zona de ICONOS, que contiene iconos que representan despliegues. Los iconos sirven para llamar los despliegues representados.

4.1.11 Overlays

Frecuentemente, para un componente del sistema de potencia, hay varios conjuntos de información relacionados que no puedan ser desplegados simultáneamente sin originar que un despliegue sea demasiado denso para ser leído. Para evitar tal confusión, el Sistema soporta overlays seleccionables por el operador.

Los overlays permiten el despliegue de información desde diversas fuentes utilizando el mismo despliegue base. Es posible crear despliegues que tengan overlays de datos múltiples que consistan de un overlay raíz, siempre visible y uno o más overlays auxiliares que sólo son visibles bajo el control explícito del overlay. Cada overlay incluye sus propios datos estáticos y dinámicos. Por ejemplo, un diagrama unifilar podría tener todos los puntos de estado en el overlay raíz, pero tener cada tipo de medida analógica en un overlay separado: uno para MW, uno para MVAR y uno para tensiones. El control sobre la visibilidad de los overlays auxiliares se proporciona mediante un conjunto de opciones en

un menú de diálogo.

4.1.12 Páginas

Es posible definir una o más páginas en las que se subdivide un despliegue. Cuando una ventana presente una página, o una porción de ella, que forma parte de un despliegue multi-página, la función de paging permite la visualización del resto del despliegue. Las páginas integrantes de un despliegue multi-página forman un archivo circular.

4.2 Convenciones de los Despliegue

4.2.1 Puntos de Estado Telemedidos

En todos los despliegues gráficos unifilares, el estado de cada tipo de punto de estado telemedido es representado por un símbolo y color diferentes. Por ejemplo, un interruptor abierto se representa por un rectángulo verde y un interruptor cerrado se representa por un rectángulo lleno rojo. El estado de un punto en alarma no reconocida es representado mediante el símbolo en centelleo.

En los despliegues de tablas y resúmenes de alarma, en los cuales las cadenas de caracteres alfanuméricos representan los puntos y sus estados, el color utilizado denota la prioridad de alarma del punto.

4.2.2 Puntos de Pseudo Estado

Los colores, símbolos y cadenas de caracteres elegidas para los puntos de pseudo estado siguen el conjunto patrón para los puntos de estado telemedidos, pero sin el anuncio de alarmas.

4.2.3 Puntos Analógicos Telemedidos

En todos los despliegues el color de las representaciones simbólicas y numéricas de cada punto analógico telemedido y su descriptor de unidades, corresponde al estado del punto.

4.2.4 Puntos Numéricos Calculados

Los puntos numéricos calculados siguen las convenciones dadas para los puntos de entrada analógicos telemedidos según sean aplicables.

4.2.5 Códigos de Calidad de los Datos

Los códigos de calidad de los datos serán almacenados en la base de datos y los símbolos de calidad de los datos serán desplegados para los puntos telemedidos y calculados por el Sistema. Cuando se aplique más de un símbolo de calidad de los datos, sólo se despliega el símbolo con la precedencia más alta.

Para los puntos calculados, la calidad de los datos generalmente se establece a la

precedencia más alta de la calidad de los datos incluidos en el cálculo.

4.3 Modos de Operación de las consolas

Es posible asignar a cada consola un modo específico de operación. Los modos de consola se asignan a partir del despliegue de Asignación de Consolas.

Ciertas funciones son restringidas a las consolas que están en el modo de consola determinado.

Los modos de consola implementados son:

- Modo Supervisor (requiere protección por “password”): Puede ejecutar todas las funciones, incluyendo asignar los modos de consola, las áreas de visualización y las áreas de responsabilidad de otras consolas.
- Modo Control: Puede llamar todos los despliegues y ejecutar todas las funciones SCADA de tiempo real y de despacho (incluyendo el control de los dispositivos del sistema de potencia, el cambio de los límites de operación, etc.).
- Modo Áreas de Responsabilidad: Solo puede llamar aquellos despliegues asignados a sus respectivas Áreas de Visualización.
- Modo Estudio: Puede accezar despliegues asignados al Modo de Estudio y puede ejecutar funciones de Análisis de Red.

4.4 Áreas de Responsabilidad

Cada punto del Sistema se puede asignar a por lo menos una Área de Responsabilidad (AOR) y cada consola de operación puede asignarse a una o más AORs. Las funciones principales de los AORs son dirigir las alarmas a la consola a la cual están asignadas, evitando así, la interrupción de los operadores encargados con otras responsabilidades y restringir el control y las operaciones relacionadas a ciertas consolas asignadas.

Cuando un punto está en alarma, la alarma audible sonará sólo en las consolas asignadas al AOR del punto y el mensaje de alarma del punto sólo aparecerá en los resúmenes de alarma de dichas consolas.

4.5 Funciones del Operador

Las funciones del operador, como solicitudes de impresión de despliegues o reportes, involucran procedimientos de un solo paso, mediante la selección de poke points o el uso de una tecla funcional dedicada. Para funciones importantes, se requieren dos o tres pasos, con el fin de proporcionar una verificación de la validez de una operación e impedir el control no deseado de dispositivos o la modificación de la base de datos.

Los menús de diálogo son desplegados automáticamente para guiar a los operadores a

través de los procedimientos operativos. Los menús de diálogo que aparecen en respuesta a la selección de un punto aparecen en lugares de la pantalla alejados del punto seleccionado. Estos menús de diálogo ofrecen todas las acciones que puedan ejecutarse lógicamente sobre el punto (abrir, cerrar, aumentar, disminuir, inhibir alarmas, hacer tendencia, reasignar prioridad de alarmas, etc.). Cuando sea necesario el operador puede solicitar textos de "ayuda".

Cuando un punto de la base de datos ha sido seleccionado por un operador, otro intento para seleccionar el mismo punto será impedido y se proporcionará un mensaje explicativo.

4.5.1 Llamado de Despliegues

Es posible llamar cualquier despliegue al viewport activo en cualquier monitor desde cualquier consola en cualquier instante, limitado únicamente por el Modo de Operación y las Áreas de Responsabilidad. Es posible llamar el mismo despliegue en más de un monitor en una o más consolas simultáneamente.

4.5.2 Control Remoto

El control remoto de dispositivos " on/off " (dos estados) involucra las siguientes acciones consecutivas:

- El operador llama el despliegue apropiado.
- El operador selecciona el dispositivo mediante el uso del cursor.
- El Sistema abre un viewport con un menú de opciones válidas para el punto.
- El operador selecciona la operación de control (ABRIR, CERRAR, etc.) destinado al punto seleccionado.
- Después, el dispositivo y la operación de abrir/cerrar son identificadas mediante mensajes en el monitor con el fin de la verificación por parte del operador.
- El operador inicia la acción de control al dispositivo remoto por medio de la función EJECUTAR.
- Se generará el mensaje de eventos al Operador.

La solicitud de control puede ser cancelada con anterioridad a la EJECUCIÓN, si:

- Se selecciona la función CANCELAR
- Se cumple el tiempo de espera o "timeout".

El control remoto de los dispositivos de control incremental involucra el mismo conjunto de acciones consecutivas como para los dispositivos "on/off":

- Sólo se despliegan las operaciones de control AUMENTAR y DISMINUIR entre las

opciones de menú

- El control puede iniciarse repetidamente por medio de la función EJECUTAR sin la reelección de la operación del punto de control y previa recepción de un mensaje de confirmación de que la ejecución del comando de control se completó exitosamente.

Es posible encadenar la ejecución de una aplicación (por ejemplo, un flujo de cargas) a la operación de un control remoto, con el fin de comprobar que este mando no cause una perturbación al sistema de potencia.

4.5.3 Control de Alarmas y Barrido de las RTUs

El sonido de una alarma audible en una consola y el barrido de cualquier RTU se pueden controlar por medio de las consolas asignadas con el modo y Área de Responsabilidad apropiada. El operador también puede iniciar o terminar el barrido de todas las RTUs en un canal determinado con un mando único.

4.5.4 Entrada Manual de Datos

a. Entrada de Datos de Puntos Telemedidos

Es posible alterar manualmente el estado o valor de un punto de los datos telemedidos. Se cuenta con un procedimiento similar al usado para el control remoto con el fin de cambiar el estado de los puntos de indicación. El nuevo valor es sometido al procesamiento de alarmas. Se generará un evento del operador y el estado o valor anterior y el estado o valor nuevo serán mostrados en el mensaje del evento.

b. Entrada e Inicialización de Datos de Pseudo-Puntos

El Sistema permite pseudo puntos de estados y analógicos, o "puntos silenciosos", con el fin de ser almacenados en su base de datos y desplegados por sus consolas. Estos puntos se almacenan en la base de datos y son desplegados por las consolas, con los mismos atributos de los puntos telemedidos comparables, excepto aquellos atributos relacionados con el tiempo real (fuera de barrido, transgresión del límite de razonabilidad, deshabilitación de alarmas, etc.).

Si se selecciona un pseudo-punto, se despliega su naturaleza de pseudo-punto. Por ejemplo, cuando se seleccione un pseudo-punto de estado para entrada manual, las opciones serán "PSEUDO ABRIR" y "PSEUDO CERRAR"

Los pseudo-puntos de estado/analógicos son inicializados a sus estados/valores normales siguiendo la instalación inicial de base de datos. De aquí en adelante, los "reboots" o reinicios del Sistema no re-inicializarán sus estados/valores.

c. Entrada General de Datos

El modo de entrada de datos permite el ingreso de datos en cualquier campo o conjunto de campos designados para este fin en un despliegue. En este modo, los campos de entrada de datos son resaltados de una manera distintiva. El resaltado desaparece después que se complete o termine la secuencia de entrada de datos.

Todos los valores ingresados son verificados con los límites de razonabilidad altos y bajos de entrada de datos, especificados individualmente para cada punto. Cualquier condición no razonable o prohibida que se detecte, ocasiona que se rechace la entrada, con una indicación de error que identifique el problema.

Cuando un operador en una consola ha comenzado el proceso manual de entrada de datos, se rechazará cualquier intento de otro operador por entrar datos para el mismo punto, o grupo de puntos. Al operador no autorizado se le envía un mensaje explicando la razón del rechazo.

d. Entrada de Texto

Se tiene la capacidad de permitir al operador entrar texto en formato libre en los despliegues del monitor. Es posible definir los campos de entrada de texto de cualquier tamaño en cualquier parte de cualquier despliegue del monitor.

4.5.5 Impresión

El operador u otro usuario autorizado pueden solicitar la impresión de una copia a color ó blanco/negro de cualquier despliegue en las impresoras láser.

4.6 Presentación de Alarmas y Eventos

4.6.1 Generales

Las alarmas detectadas por la función de Adquisición e Intercambio de Datos son manejadas de forma tal, que las condiciones de alarma predefinida son reportadas de manera clara, concisa y oportuna, solo para aquellas consolas que necesiten de la información. El manejo de alarmas múltiples son soportadas con niveles de prioridad, es decir, cuando se presente una alarma esta será dependiente tanto de su Área de Responsabilidad (AOR) como de su prioridad.

Son soportadas las alarmas audibles, tipo anunciador y de tono.

Las alarmas y los eventos son almacenados y archivados para una referencia posterior.

Las alarmas son mostradas en un diagrama unifilar con despliegue en pantalla por medio de parpadeos y cambios de color.

4.6.2 Descripción de Alarmas y Eventos

a. Acontecimientos Procesados como Alarmas

Los acontecimientos o transiciones que son procesados como alarmas, incluyen:

- Cambio no comandado de un punto de estado.
- Violación de un límite por encima o por debajo por parte de un valor numérico (calculado o telemedido). Se proporcionan las bandas muertas con el fin de eliminar alarmas ocasionadas por la fluctuación de un valor sobre un límite.
- Falla de un dispositivo del Sistema, como un procesador.
- Falla en la comunicación con una RTU, alarmas de RTUs, alarmas del sistema de control o alarmas de comunicación con otros centros de control. (Estas alarmas son manejadas en listados separados).

b. Acontecimientos Procesados como Eventos

Los acontecimientos que son procesados como eventos, incluyen:

- Cambios en los puntos de estado como resultado de los mandos del Sistema
- Cambios en la configuración del Sistema como resultado de las acciones de los operadores o el personal de servicio
- Cambios en la base de datos como resultado de las acciones de los usuarios del Sistema, por ejemplo:

Deshabilitación del control o colocación de banderas de libranza a los puntos y remoción de dichas deshabilitaciones o banderas de libranza.

Entradas manuales de límites de alarma.

Entradas manuales de valores de estado o analógicos.

Cambios en las definiciones de los niveles de prioridad de las alarmas principales y secundarias.

- Deshabilitación y restauración de las alarmas audibles
- Cambios en la asignación del Modo de Operación, Área de Responsabilidad o Área de Visualización hechas a las consolas y puntos
- Failovers y reinicios manuales
- Reconocimiento de Alarmas
- Falla de un dispositivo para responder a una acción de control remoto
- Login/Logout de los operadores

4.6.3 Contenido de los Mensajes de Alarmas y Eventos

Cuando ocurre una alarma o evento, se genera un mensaje apropiado. Los mensajes

incluyen los siguientes campos:

- a. Fecha.
- b. Hora, con resolución de un segundo en la recepción de eventos o alarmas en el centro de control y milisegundos para datos del SOE.
- c. Descripción de la localización (nombre de la subestación, etc.).
- d. Descripción del punto
- e. Área de Responsabilidad del punto
- f. Una indicación del nivel de prioridad pre-asignado al punto
- g. Una indicación concerniente a la naturaleza o estado de la alarma o evento, o, para las violaciones de los límites analógicos, el valor teledicho en el instante de ocurrencia y el límite violado.

4.6.4 Reporte de Alarmas

Cuando se detecte una alarma, a menos que sea para un punto inhibido, las consolas que incluyan la alarma en sus Áreas de Responsabilidad anunciarán y desplegarán la alarma.

Se proporcionan ocho prioridades de alarma. Mediante la utilización de los procedimientos de generación y edición de la base de datos, se asignara una de estas prioridades a cada punto de estado y a cada límite establecido para cada punto analógico.

Es posible reconocer una alarma individual mostrada en un viewport desde cualquier despliegue, en el cual aparezca el punto o mensaje de alarma sin reconocer.

a. Áreas de Responsabilidad

Se cuenta con Áreas de Responsabilidad como una técnica de control del flujo de alarmas.

b. Deshabilitación de Alarmas

La Deshabilitación de Alarmas bloquea las alarmas individuales que estén siendo anunciadas. Aquí el anuncio se refiere al sonido de una alarma audible, la apariencia centellante del despliegue, la apariencia del despliegue de Alarmas y Eventos, la apariencia del Resumen de Alarmas sin Reconocer, la apariencia del despliegue de Alarmas Críticas, el archivo de alarmas y la impresión de las alarmas. Sin embargo, los estados correctos del punto inhibido, aparecen en los despliegues de la subestación cuando los mismos sean visibles.

c. Alarmas Condicionales

Todas las alarmas tienen la capacidad de ser definidas en la base de datos como

condicionales de acuerdo con los estados de otras alarmas o de acuerdo con retrasos predeterminados de tiempo.

Por ejemplo, en un alimentador, una alarma de violación de un límite analógico puede hacerse condicional de acuerdo con el estado del interruptor del alimentador. Como consecuencia de la apertura de un interruptor, muchos valores analógicos tomarán el valor cero (tensión de barra, flujo de kW y kVAR en la línea y corriente del alimentador). Estos cambios consecuentes no ocasionan que suene una alarma audible, no destellan en el diagrama unifilar y no tendrán ninguna entrada hecha para ellos en los Despliegues del Resumen de Alarmas.

d. Supresión de Alarmas con Base en el Tiempo

El Sistema proporciona una técnica de supresión de alarmas donde únicamente un retraso predeterminado de tiempo afectará el anuncio de una alarma. Con esta técnica, el Sistema permite el anuncio de una alarma sólo después de persistir, por encima de un tiempo mínimo predefinido. La supresión de alarmas con base en el tiempo tiene su mayor utilidad cuando se trate con condiciones transitorias que puedan ser ignoradas sin riesgo, si son de duración corta. El ejemplo clásico es la alarma de desvanecimiento de las microondas. La naturaleza de la transmisión mediante sistemas de microondas es que se desvanece frecuentemente. Los desvanecimientos momentáneos no son importantes, sin embargo un desvanecimiento extendido es una falla del canal sí es importante.

4.7 Despliegues del Sistema

El sistema incluye los despliegues y reportes relacionados con alarmas especificados anteriormente.

Todos los despliegues incluyen poke points, por medio de los cuales pueden ser llamados los despliegues asociados.

Los despliegues con que cuenta el sistema se enumeran a continuación:

- Despliegues de Menú
- Despliegues del sistema de Transmisión (ELECTROANDES):
 - Despliegue de Descripción del Sistema
 - Despliegues de los Diagramas Unifilares de las Subestaciones de Transmisión
 - Despliegues Tabulares de las Subestaciones de Transmisión
- Despliegues de Resumen del Sistema
 - Despliegue de Alarmas y Eventos
 - Despliegues de Contabilización de Energía

Resumen de Alarmas sin Reconocer en el Sistema

Descripción de Comunicaciones (ELECTROANDES)

Resumen de Fuera de Barrido

Resumen de Alarmas Inhibidas

Resumen de Etiquetas (Tags)

- Despliegues del Sistema de Información Histórica
- Despliegues de Intercambio de Datos
- Despliegues de Análisis de Red
 - Despliegues de la Topología de la Red
 - Despliegues del Estimador de Estado
 - Despliegues del Flujo de Cargas del Operador
 - Despliegues del Análisis de Contingencias
- Despliegues de la Configuración del Sistema
 - Alarmas y Condiciones de la UPS
 - Configuración del Servidor de Comunicaciones/RTU
 - Configuración de las impresoras
 - Estadísticas de las Comunicaciones
 - Configuración de la Red de Computadoras
 - Configuración de Consolas
- Despliegues de Curvas de Tendencia.

4.8 Función de Impresión

4.8.1 Impresión de Despliegues

Cada despliegue se puede imprimir a solicitud del operador.

4.8.2 Iniciación de Salidas Impresas

El Sistema tiene la capacidad funcional de imprimir automáticamente cualquier conjunto determinado de despliegues. Esta función de impresión automática incluye:

- Impresión por Solicitud (por ejemplo, solicitudes por poke points y programas)
- Impresión periódica (por ejemplo, imprimir los despliegues de las Estadísticas de Comunicaciones a las 7:00 todas las mañanas)
- Impresión programada a una hora específica (por ejemplo, imprimir los despliegues del Flujo de Cargas el 31-Jul-08 a las 17:00).
- Impresión de Archivos Recuperados (por ejemplo, el operador solicitará la impresión de todas las alarmas críticas ocurridas entre las 17:00 del 31-Jul-99 y las 17:45 del 31-

Sept-99).

También, se puede realizar la impresión automática, llamando algún "disparo de eventos", tal como una alarma digital o una analógica que exceda un límite especial. Por ejemplo, la impresión de los despliegues del Flujo de Carga del Operador cada vez que la carga del Sistema alcance un nuevo pico.

4.9 Capacidades Adicionales de Notas del Operador

Con el fin de eliminar las notas escritas a mano empleadas por los operadores, el nuevo sistema cuenta con un proceso totalmente exento del uso de papel.

Este proceso permite la entrada de comentarios asociados con los eventos y alarmas que ocurran en el sistema y presenta las siguientes características:

- Se registra la identificación de la persona que edita el comentario.
- Es posible extraer los comentarios después de la primera entrada con el fin de adicionar nueva información que el operador haya obtenido.
- Es posible extraer la información en un formato de reporte y además editarla con un procesador de palabra comercial.

CAPÍTULO V

IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA SCADA/EMS DE ELECTROANDES

5.1 Personal para la implementación

Para el proceso de la implementación la empresa encargada designo al gerente de proyecto (Project Manager) para la gestión desde el inicio del proyecto hasta el inicio de la garantía.

Las responsabilidades del gerente de proyecto eran:

- Establecer una relación personal con el administrador del contrato de Electroandes para todas las comunicaciones relativas al proyecto.
- Asegurar que todos los requerimientos contractuales del proyecto sean cumplidos.
- Generar reportes mensuales del avance del proyecto, así como también coordinar y realizar las reuniones con el personal de Electroandes.

5.1.1 Conformación del Grupo para la implementación

La Figura 5.1 ilustra la organización del grupo para la implementación del sistema de ELECTROANDES.

Cada puesto era cubierto a lo largo del proyecto de acuerdo con las necesidades del mismo. Ninguno de los puestos descritos aquí era de asignación exclusiva, pero estaban disponibles para el proyecto de ELECTROANDES según sea requerido para garantizar la ejecución del proyecto. El gerente de proyecto (Project Manager) fue designado para el transcurso de todo el proyecto hasta el comienzo de la Garantía. El integrador del sistema también fue designado para el transcurso de todo el proyecto hasta concluir las actividades de instalación y pruebas en sitio. Para la implementación del proyecto fue necesario contar con un especialista de Aplicaciones de Análisis de Redes y un especialista en Comunicaciones de Datos.

5.2 Gestión de la implementación

El gerente organizó el grupo de proyecto que utilizarían los recursos necesarios para realizar cada uno de los elementos de la implementación del proyecto. Las herramientas que se emplearon para la gestión de dichos elementos de proyecto fueron el Microsoft

Project Schedule, los procedimientos de control de calidad y los procedimientos de cambios.

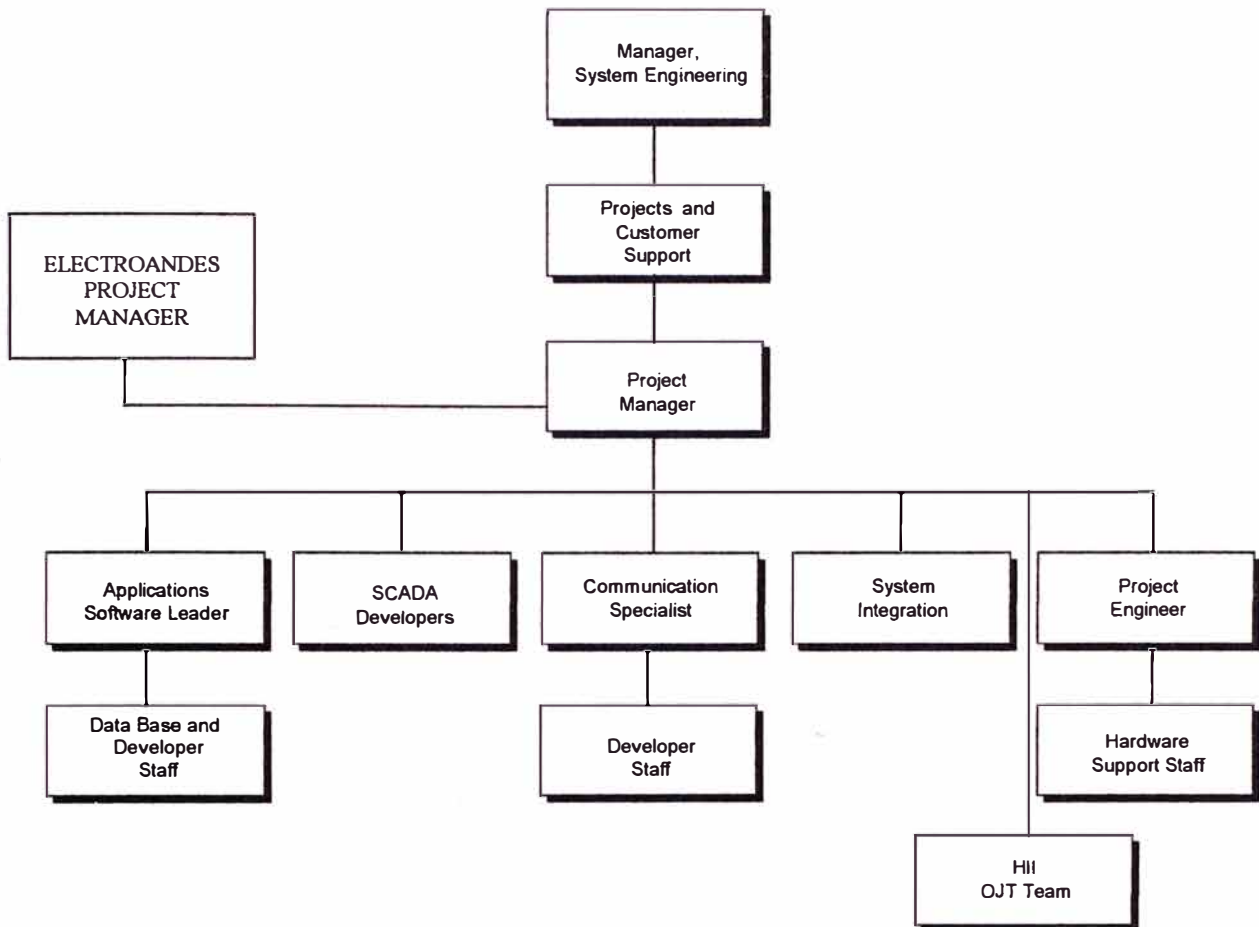


Figura 5.1 GRUPO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA/EMS

Cronograma de la implementación – Es el documento principal que se emplea para la planificación y seguimiento y mantener informado a ELECTROANDES respecto al avance de la implementación. En la figura 5.3 se muestra el cronograma utilizado.

5.3 Implementación del nuevo sistema

Las tareas principales involucradas en la implementación del nuevo sistema SCADA/EMS de ELECTROANDES se describen a continuación.

Sistema de Desarrollo – Definido el hardware del nuevo sistema, se procedió con la adquisición de los equipos. En primer lugar se realizó la integración del sistema de desarrollo y que fue utilizado durante el periodo de capacitación del personal de ELECTROANDES en las tareas de población de la base de datos y creación de despliegues.

El sistema de desarrollo constituía un sistema SCADA mínimo y un ambiente de desarrollo con capacidades para interrogar RTUs en forma individual.

Integración del Hardware – Obtenido todo el hardware, se procedió con su ensamblaje e integración en el área de Ensayos del suministrador del sistema.

Integración del Software – En esta fase, el software y el hardware se integraron para formar un equipo operativo.

Desarrollo de la Base de Datos y los Despliegues – ELECTROANDES suministro los despliegues unifilares de las subestaciones y llevo a cabo la población de la base de datos del sistema eléctrico de Electroandes y que fueron empleadas en las pruebas del sistema.

Instalación de las RTUs – Las nuevas RTUs fueron instaladas realizándose el cableado hasta los armarios de interface existentes.

Adecuación del Software – En esta etapa se modifico los programas originales a fin de satisfacer los requisitos específicos de Electroandes.

Integración y Ensayos del Sistema – En esta fase se probó el hardware y el software en su conjunto. Incluyendo el software base y el que había sido adecuado a Electroandes. Al comienzo de esta fase se congelo la base de datos y todos los despliegues suministrados quedaron integrados al sistema. Empleando el hardware disponible, se conformo la configuración de ensayo en forma tal de reflejar lo más fielmente posible la configuración final del sistema. Ello incluyo las comunicaciones con un subconjunto de terminales remotas y el enlace ICCP.

Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT) – Este viene a ser el ensayo formal del sistema y que fue presenciado por el personal de ELECTROANDES. El software fue construido desde su inicio empleando los parámetros de dimensionamiento final de la base de datos.

Los planes y procedimientos de ensayos empleados fueron revisados y aprobados previamente por ELECTROANDES.

Concluida esta fase de prueba todos los problemas presentados fueron resueltos, integrados y probados previos a su embarque.

Instalación del Hardware – Una vez que el sistema fue transportado a los lugares de su instalación, este fue instalado en presencia del personal de ELECTROANDES para luego ser puesto en operación.

Cut-Over – El Cut-Over o transferencia de operaciones del sistema antiguo al nuevo

sistema fue la parte más crítica de la instalación y la puesta en marcha. Esta fase fue analizada con significativo nivel de detalle.

Pruebas de Aceptación en Campo y Correcciones – Una vez definido el alcance de las pruebas de campo, estas se llevaron a cabo bajo la supervisión del personal del suministrador y en presencia del personal de ELECTROANDES. Estas pruebas incluyeron las pruebas de desempeño de las RTUs, las pruebas de desempeño del sistema y las pruebas de disponibilidad del sistema.

Período de Garantía – Esta fase se dio inicio luego de completada la prueba de disponibilidad y se hubieran cumplido los demás requisitos contractuales. La duración de la garantía del sistema fue de 24 meses. Este periodo de garantía cubría a todo el hardware y software entregado.

La garantía del hardware cubría contra defectos tanto del material como a su manufactura y en el caso de detectarse defectos, el alcance de la garantía abarcaba hasta el reemplazo de la parte incluyendo los gastos de envío hasta el sitio de instalación.

La garantía del software cubría la corrección o el reemplazo de cualquier defecto de software que ELECTROANDES reporte durante el período de garantía. A tal fin se entiende que el software se considerará defectuoso si no cumple con un requerimiento funcional definido en las especificaciones.

5.3.1 Responsabilidades del suministrador

La lista siguiente constituía las responsabilidades del suministrador del nuevo sistema:

- a. Mantener actualizado el Documento de Trabajo y comunicar los cambios a Electroandes.
- b. Proveer el Sistema de Desarrollo, instalarlo y probarlo en sitio. Este sistema estaba provisto con capacidades de adquisición de datos de RTUs con el protocolo IEC 870-5-101. Este sistema solo podía conectarse con una sola remota ya que no contaba con un front-end como las del sistema definitivo.
- c. Integrar los elementos de hardware y software del sistema como preparación para la Prueba de Aceptación en Fábrica.
- d. Realizar un estudio de ubicación de teledidas a fin de definir si era necesario agregar o modificar las teledidas existentes a fin de asegurar la observabilidad de la red eléctrica por el software del estimador de estado.
- e. Integrar la base de datos poblada por ELECTROANDES.
- f. Realizar la interfaz con los equipos existentes de ELECTROANDES a fin de

conectarlas con el nuevo sistema.

- g. Proporcionar el stock de repuestos, equipos de prueba y herramientas necesarias, para mantener la disponibilidad requerida del sistema SCADA/EMS.
- h. Proveer las RTUs e instalarlas en los lugares designados.
- i. La ejecución de las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y corregir todos los defectos descubiertos durante estas pruebas.
- j. Proporcionar los equipos que permitan la ejecución de las pruebas de Aceptación en Fábrica.
- k. Instalar los equipos en sitio.
- l. Asistir durante las Pruebas de Aceptación en Campo y corregir todos los defectos descubiertos durante estas pruebas.
- m. Sintonizar el software de aplicaciones de acuerdo con los equipos del sistema de potencia de ELECTROANDES.
- n. Realizar el seguimiento de la prueba de disponibilidad.

5.3.2 Responsabilidades de ELECTROANDES S.A.

- a. Proporcionar las facilidades adecuadas en los sitios de instalación del equipamiento.
- b. Permitir durante el periodo de garantía que el personal del contratista visite las salas de control y de computadoras para comprobar que el ambiente y los equipos se mantienen en las condiciones adecuadas.
- c. Realizar la población de la base de datos incluido los diagramas unifilares de las subestaciones del sistema eléctrico de Electroandes.
- d. Proporcionar la documentación, información de las interfaces, dibujos de ingeniería, y diagramas esquemáticos del equipamiento ya instalado en ELECTROANDES que tenían que ser interconectado con los nuevos equipos proporcionados por el suministrador.
- e. Facilitar y realizar las Pruebas Punto a Punto y de Aceptación en Campo bajo la supervisión del suministrador.
- f. Conducir las pruebas punto a punto para las remotas bajo la supervisión del suministrador. Estas pruebas estaban destinadas a validar la nueva base de datos poblada por el personal de Electroandes

Hitos de Penalidad por Mora

Los siguientes hitos fueron definidos para la aplicabilidad de penalizaciones por mora:

- a. Finalización de la instalación del sistema de desarrollo
- b. Finalización de pruebas de aceptación en fábrica (FAT)

- c. Finalización de las pruebas de aceptación en sitio, incluyendo el período de correcciones.
- d. Finalización de la prueba de disponibilidad.

5.4 Instalación y pruebas

Para la instalación y las pruebas del sistema se necesitó de un acuerdo mutuo entre ELECTROANDES y el contratista respecto al alcance y la división de responsabilidades para la realización de las numerosas actividades conjuntas requeridas para completar los trabajos.

Durante la fase de instalación y pruebas de campo, el suministrador envió a su personal a los lugares de instalación del equipamiento para realizar las tareas de instalación del hardware y del software y supervisar los ensayos de aceptación en campo. Esta fase constituyó una etapa de On the Job Training (OJT) para el personal de ELECTROANDES que participó en estas tareas.

5.4.1 Pruebas de aceptación

Las pruebas de aceptación del sistema tanto en fábrica como en campo, consistieron en una demostración formal de los requisitos funcionales y de rendimiento del sistema. La política de pruebas de aceptación estuvo diseñada para demostrar en detalle las capacidades del sistema.

- Las pruebas en fábrica se realizaron para el sistema de ELECTROANDES empleando el hardware, software y la base de datos del sistema de ELECTROANDES.

Los criterios para la realización de la prueba de campo fue el siguiente:

- Luego de la instalación de los equipos en los lugares definitivos, se realizó el arranque del sistema seguido de los procesos de verificación. Una vez completados dichos procedimientos, el sistema se encontraba listo para el inicio de las pruebas de aceptación de campo.
- Los ensayos comenzaron tan pronto como se hubo terminado la fase de Cut-Over, ajuste y sintonización. En esta fase las nuevas remotas ya estaban integradas al nuevo sistema.

Las pruebas realizadas cumplieron con los requerimientos de las especificaciones solicitadas por ELECTROANDES.

5.4.2 Condiciones y alcance de las pruebas

Todas las pruebas se hicieron a la temperatura y humedad del ambiente que prevalece en el lugar de pruebas. Los cuales estaban dentro de los rangos de operación de los

equipos.

El alcance de las pruebas demostraron las capacidades funcionales y de desempeño integral del sistema.

No formaron parte de las pruebas el sistema operativo, lenguajes de programación, etc., que provee el fabricante de computadoras.

En el caso de software de terceros, se incluyeron en las pruebas sólo aquellos componentes que eran requeridos por la funcionalidad suministrada a ELECTROANDES.

A fin de proveer un ambiente consistente y lo más invariable posible durante las pruebas, se dispuso un congelamiento a la incorporación de datos provistos por ELECTROANDES y a la instalación de nuevas versiones de sistemas operativos u otros paquetes de software. En la prueba de Aceptación de Campo se repitieron esencialmente las pruebas realizadas para el FAT pero empleando ahora la base de datos y los casos de ensayo actualizados, y el equipamiento en su configuración final.

5.4.3 Failover y Reinicio

Las características de respuesta de failover y reinicio del nuevo sistema se indican en la tabla 5.1:

TABLA 5.1 - CARACTERÍSTICAS DE STAND-BY, FAILOVER y REINICIO

FUNCIÓN		TIEMPO O TASA MÁXIMA
1	Base de Datos residente en la memoria principal respaldada en memorias masivas redundantes	En los 5 segundos siguientes a cualquier acción que afecte la base de datos
2	Entradas de usuario y solicitudes realizadas al procesador principal	Bajo ocurrencia; terminadas en 5 segundos
3	Failover de un procesador on line a un procesador en stand-by	En 30 segundos
4	Reinicio en tibio (warm) del Sistema on line	En 30 segundos
5	Terminación del barrido de todas las RTUs después de la terminación de un failover o reinicio (suponiendo que no hay reintentos por falla en las comunicaciones)(*)	En 40 segundos
6	Reinicio en frío de un Servidor	4 minutos
7	Reinicio total del Sistema (on line) en frío	En 13 minutos

En un reinicio en frio se emplean valores por defecto para toda la base de datos

El arranque en caliente se realiza con una base de datos previamente salvada a fin de inicializar los valores de los datos

5.4.4 Instalación de las RTUs

En una primera etapa las nuevas RTUs se instalaron provisionalmente próximas a las antiguas. Se verifico su correcta operación pero aún sin estar conectadas al campo. Una vez que se comprobó que las RTUs funcionaban correctamente, se desconecto la RTU antigua y se conecto la nueva a los conectores de campo y luego se realizo la prueba punto a punto empleando el sistema de desarrollo. Cuando se hubieron corregido los errores de configuración, cableado de la nueva RTU, o base de datos, se volvió a desconectar la RTU nueva y se reconecto la antigua. Este proceso se realizo una RTU por vez hasta haber probado todas las RTUs.

Las pruebas punto a punto se realizaron activando señales desde las borneras intermedias. Dichas pruebas fueron para verificar la correcta correspondencia entre los puntos de la base de datos, los despliegues y las señales de los equipos de campo.

La figura 5.2 muestra cómo se realizo la instalación prueba y puesta en marcha de la nuevas RTUs.

5.4.5 Instalación de la Estación Maestra, Cut-Over y Pruebas

La estación maestra fue instalada y puesta en marcha. Verificada la marcha normal se inicio el traspaso una a una de las RTUs antiguas a las nuevas RTUs.

Durante esta etapa transitoria, los operadores tenían la información de campo desde las consolas de ambos sistemas del antiguo sistema y del nuevo sistema.

Luego de una etapa de correcciones, se empezó con los ensayos de campo, incluyendo la puesta en marcha y prueba del ICCP.

5.4.6 Prueba de disponibilidad del Sistema

La etapa final de la instalación y pruebas comprendía la prueba de disponibilidad de 2,200 horas, aproximadamente tres meses.

La prueba de disponibilidad del sistema SCADA/EMS incluía básicamente al equipamiento suministrado por el contratista con excepción de las RTU's.

Durante la Prueba de Disponibilidad, los tiempos de parada y operativos fueron registrados, obteniéndose un valor superior a 99.95%.

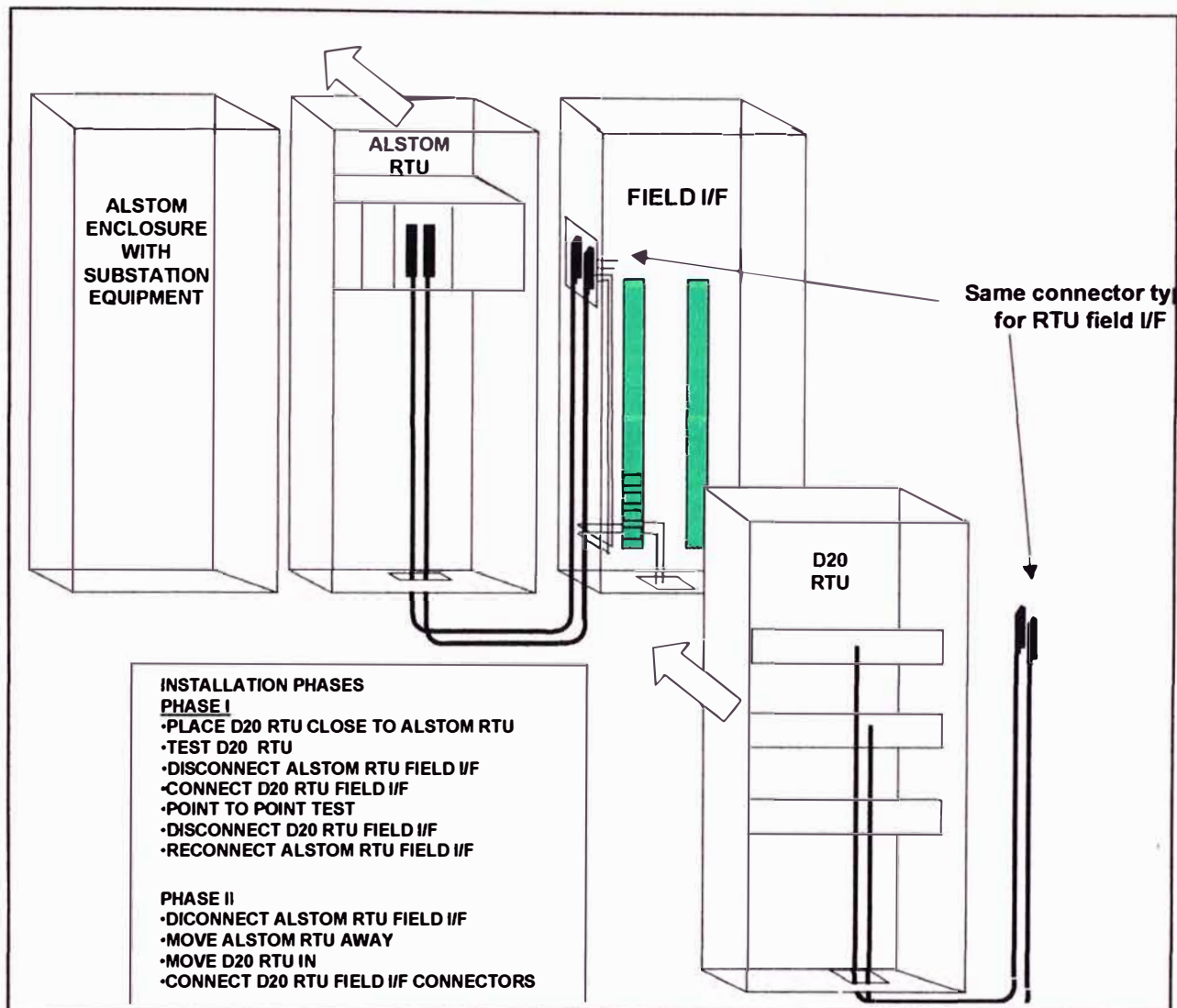


Figura 5.2 INSTALACION PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS RTUs

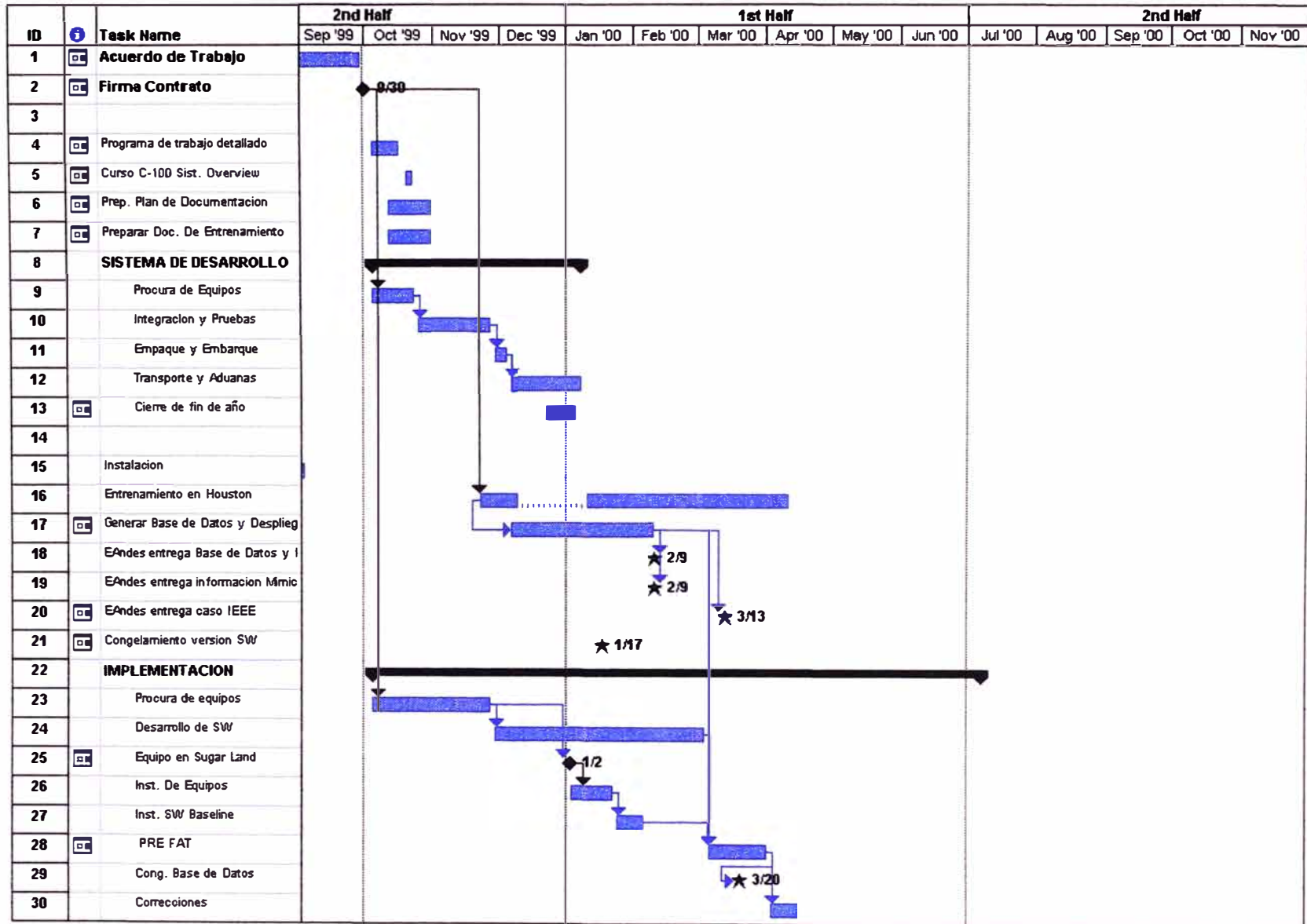


Figura 5.3 CRONOGRAMA DE LA IMPLEMENTACION

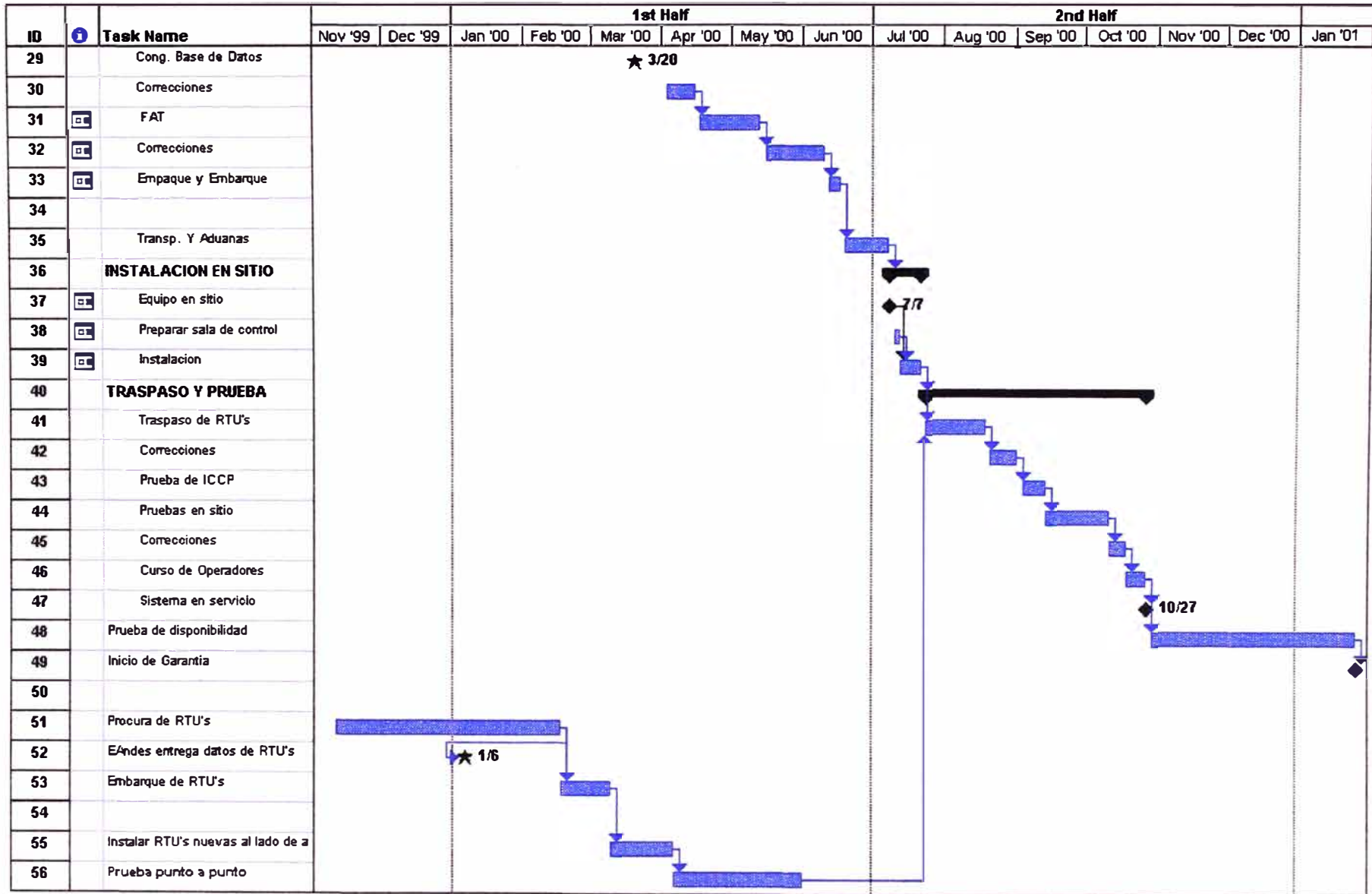


Figura 5.3 CRONOGRAMA DE LA IMPLEMENTACION

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.** La modernización del sistema SCADA/EMS del centro de control de Electroandes, se hizo debido a una necesidad originada por el nuevo marco legal y debido a la obsolescencia del sistema antiguo.
- 2.** La implementación de la modernización del sistema SCADA/EMS ha permitido el incremento de la calidad de servicio y de los ingresos y utilidades de la Empresa. Esta meta se basa en el logro de los siguientes objetivos:
 - a.** Optimización de la explotación de los recursos hidráulicos, en el ámbito del nuevo marco regulatorio del Sector Eléctrico establecido por el DL No.25844 del 19/11/92.
 - b.** Proveer a los operadores la información en tiempo real de las condiciones operativas de las centrales, subestaciones y líneas de ELECTROANDES, organizadas de tal forma que permitan la toma de decisiones y ejecución de acciones apropiadas y oportunas, tanto en casos de operación normal como especialmente en emergencias, aumentando la seguridad operacional del sistema eléctrico y reduciendo las interrupciones de servicio.
 - c.** Posibilitar la gestión moderna de la Empresa a través de una estrategia integrada de información entre las áreas operativa, comercial y administrativa.
- 3.** Proveer un ambiente computacional integrado para las actividades de programación de la operación y post-operación de ELECTROANDES y las coordinaciones con el Centro de Control del COES - SIN a fin de optimizar la generación.
- 4.** La modernización ha propiciado una mejor relación entre las Empresas del SEIN y especialmente con el COES, lo que ha permitido:
 - a.** Supervisar y controlar en forma segura y económica la operación en tiempo real de las instalaciones de ELECTROANDES desde su Centro de Control.
 - b.** Realizar una evaluación efectiva y un control eficaz del cumplimiento de los programas operativos.
 - c.** Corregir rápidamente las discrepancias que puedan existir entre la programación y la ejecución de la operación.
 - d.** Analizar las perturbaciones de la red y restaurar su operación de la mejor manera y en

el menor tiempo posible.

- e. Efectuar una adecuada programación de la operación a corto plazo (semanal y diario).
- f. Dotar a la operación del Sistema Eléctrico de ELECTROANDES, de un sistema de supervisión, control y manejo de energía moderno, flexible y de alto desempeño, capaz de satisfacer las necesidades del nuevo marco regulador del sector eléctrico, en especial las relacionadas con las funciones y atribuciones de ELECTROANDES.

BIBLIOGRAFIA

- 1.** Sistemas SCADA Aquilino Rodríguez Penin
- 2.** Sistemas SCADA Guía práctica - Aquilino Rodríguez Penin
- 3.** Communication and Control in Electric Power System - Mohammad Shahidehpour, Yaoyu Wang 2003
- 4.** Electric Power Substations Engineering John Douglas McDonald 2003
- 5.** Real Time Stability in power Systems, Techniques for Early Detection of the risk Blackout - Savu Crivat Savulescu 2005
- 6.** Critical Infraestructure Protection – Eric Goetz, Sujeet Shenoj 2007
- 7.** High Performance for Computational Science – Vecpar 2006
- 8.** Automatas programables de Josep Balcells, José Luis Romeral – 1997
- 9.** Energy management system: operation and control of electric energy de Edmund Handschin, Alexander Petroianu – 1991
- 10.** IEEE Power Industry Computer Applications conference de IEEE Power Engineering Society – 1995
- 11.** 1996 IEEE Transmission and Distribution conference proceedings de IEEE Power Engineering Society – 1996
- 12.** Latin America electric utility SCADA/EMS market data report, November 1997 - prepared by PennWell Publishing Company