

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

***SISTEMAS SCADA EN
DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICA***

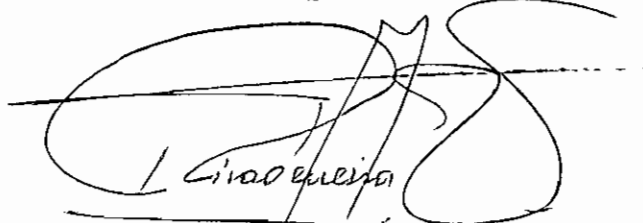
RAFAEL GUZMAN FERNANDEZ

*TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.*

QUITO, JULIO DE 1993

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo de Tesis, ha sido
realizado en su totalidad por el señor RAFAEL GUZMAN
FERNANDEZ.

A large, stylized handwritten signature in black ink, appearing to read 'Milton Rivadeneira', is written over a horizontal dashed line.

ING. MILTON RIVADENEIRA

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento muy especial al Ing. Milton Rivadeneira por su acertada dirección, al Ing. Fernando Gómez por la ayuda prestada y a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron desinteresadamente, para la culminación de este trabajo y en especial a los Ingenieros: Méntor Poveda, Freddy Rivera, Raúl Ruiz, Gonzalo Uquillas y Santiago Sánchez.

DEDICATORIA

A Dios, pues he sentido su ayuda en todo momento de mi vida.

A mis Padres, quienes con su ejemplo me encaminaron por la senda del bien y que con su esfuerzo y sacrificio me ayudaron a culminar mis estudios.

ABREVIATURAS.

ABB	Asea Brown Boveri.
A/D	Análogo a digital.
AGC	Automatic Generation Control.
ALU	Arithmetic Logic Unit.
AT/MT	Alta tensión a media tensión.
BDD	Base de Datos.
BIOS	Basic Input Output System.
CCA	Centro de Control de Area.
CCD	Centro de Control de Distribución.
CNCE	Centro Nacional de Control de Energía.
COD	Centro de Operación de Distribución.
CPFL	Compañía Paulista de Fuerza y Luz.
CPU	Central Processing Unit.
D/A	Digital a análogo.
DMS	Distribution Management System.
DTU	Disconnecter Terminal Unit.
EEEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.
EEQSA	Empresa Eléctrica Quito S.A.
EMS	Energy Management System.
ESEBA	Empresa Social de Energía de Buenos Aires.
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
LAN	Local Area Network.
LMS	Load Management System.
MT/BT	Media tensión a baja tensión.
MT/MT	Media tensión a media tensión.
PLC	Power Line Carrier.
PMR	Post Mortem Review.
PROM	Programmable Read Only Memory.

RAM Random Access Memory.
RTU Remote Terminal Unit.
SCADA Supervisory Control And Data Acquisition System.
SNI Sistema Nacional Interconectado.
SSC Sistema de Supervisión y Control.
TTD Time Tagged Data.
UHF Ultra High Frequency.
UPS Uninterruptable Power System.
VDU Visual Display Unit.
VHF Very High Frequency.

SISTEMAS SCADA EN DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

INTRODUCCION

OBJETIVO

ALCANCE

CAP I. DEFINICIONES Y ANTECEDENTES	1
1.1 SISTEMA ELECTRICO.	1
1.1.1 Voltajes de servicio en el Ecuador.	2
1.1.2 Definiciones.	3
1.2 DESARROLLO HISTORICO.	11
1.2.1 Desarrollo eléctrico en el período 1900-1961.	11
1.2.2 Desarrollo eléctrico en el período 1961-1972.	12
1.2.3 Desarrollo eléctrico en el período 1973-1992.	15
1.2.4 El desarrollo eléctrico en estadísticas.	20
1.3 CARACTERISTICAS Y ESTADO ACTUAL.	24
1.4 AUTOMATIZACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.	28
CAP II. SISTEMAS SCADA	31
2.1 CARACTERISTICAS GENERALES.	31
2.1.1 Desarrollo del control supervisorio.	31

2.1.2	Generalidades de los sistemas de control.	33
2.1.3	Conceptos en sistemas de control.	36
2.1.3.1	EMS.	36
2.1.3.2	LMS.	37
2.1.3.3	SCADA.	38
2.1.4	Aplicaciones de los SCADA.	39
2.2	FUNCIONES BASICAS.	41
2.2.1	Adquisición de datos.	42
2.2.1.1	Valores medidos.	43
2.2.1.2	Valores de estado.	49
2.2.1.3	Valores de energía.	50
2.2.2	Monitoreo de los eventos.	51
2.2.2.1	Monitoreo del estado.	52
2.2.2.2	Monitoreo de los valores medidos.	53
2.2.2.3	Monitoreo de la tendencia.	57
2.2.2.4	Atributos de la calidad de los datos.	58
2.2.3	Procesamiento de los eventos.	58
2.2.3.1	Agrupamiento de los eventos.	60
2.2.3.2	Separación física de los eventos.	63
2.2.4	Funciones de control y supervisión.	64
2.2.4.1	Control del sistema eléctrico.	64
2.2.4.2	Supervisión del sistema de control.	69
2.2.5	Funciones TTD.	70
2.2.6	Colección y análisis de los datos de disturbios.	75
2.2.7	Calculos y reportes.	78
2.3	ESTACIONES MAESTRAS.	81
2.3.1	El cuarto de control.	82

2.3.2	Comunicación hombre-máquina.	84
2.3.2.1	La consola de operación.	85
2.3.2.2	Presentación de muestreos visuales en VDU'S.	89
2.3.2.3	Funciones básicas del operador.	113
2.3.2.4	Facilidades de impresión.	118
2.3.2.5	Funciones de los diagramas mímicos.	126
2.3.3	Consideraciones sobre hardware.	128
2.3.4	Consideraciones sobre software.	133
2.4	UNIDADES TERMINALES REMOTAS.	143
2.4.1	Funciones.	143
2.4.2	Comunicaciones.	145
2.4.3	Software.	145
2.4.4	Hardware.	147
2.4.5	Entradas y salidas.	149
2.4.6	Ambiente eléctrico hostil.	152
2.4.7	Diseño mecánico.	155
2.4.8	Fuente de alimentación.	155
2.5	COMUNICACION MAESTRO-REMOTO.	157
2.5.1	Configuración.	157
2.5.2	Medios.	160
2.5.3	Técnicas.	167
2.5.4	Formato de mensajes.	173
2.5.5	Transferencia de información.	177
2.6	JERARQUIZACION.	182

CAP III. PLANIFICACION OPERATIVA DE SISTEMAS DE	
DISTRIBUCION.	185
3.1	OPERACION MANUAL. 187
3.2	OPERACION AUTOMATICA. 189
3.3	ESTUDIO COMPARATIVO MANUAL-AUTOMATICO. 192
CAP IV. DESARROLLO DEL SCADA PARA UN SISTEMA DE	
DISTRIBUCION.	196
4.1	EXPERIENCIAS EN LA INSTALACION DE SISTEMAS SCADA EN DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA. 196
4.2	DESCRIPCION DEL SISTEMA EN ESTUDIO. 213
4.2.1	Area de servicio. 213
4.2.2	Información estadística. 213
4.2.3	Características del sistema de la EEQSA. 214
4.2.4	Descripción del sistema de distribución. 216
4.2.4.1	Descripción general. 216
4.2.4.2	Descripción de las S/E del área piloto. 220
4.2.4.3	Características del sistema primario del área piloto. 224
4.3	DESCRIPCION JERARQUICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION. 228
4.4	FUNCIONES SCADA Y PARA DISTRIBUCION 228
4.4.1	Funciones SCADA. 228
4.4.2	Funciones para Distribución. 230

4.4.2.1	Control de VAR y voltaje.	231
4.4.2.2	Función de medición.	232
4.4.2.3	Función de manejo de carga.	232
4.4.2.4	Control remoto de primarios.	233
4.5	EQUIPAMIENTO BASICO EN FUNCION DE LA CARGA CONTROLADA.	243
4.6	COSTOS ESTIMADOS.	249
4.6.1	Costos de sistemas SCADA, RTU'S.	250
4.6.2	Costo del sistema de comunicaciones.	250
4.6.3	Costo del equipamiento necesario para realizar las funciones de distribución.	251
4.6.4	Costos por punto de control.	252
4.6.5	Evaluación financiera.	254
CAP V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		259
5.1	CONCLUSIONES.	259
5.2	RECOMENDACIONES.	262
BIBLIOGRAFIA.		263
APENDICES.		268

INTRODUCCION.

El desarrollo eléctrico en el Ecuador determina, que a Diciembre de 1992 el 75.2% de la población ecuatoriana disponga de servicio eléctrico, siendo la demanda máxima nacional a bornes de generador, durante el año 1992 de 1442 MW.

El parque generador cumple con los requerimientos de la demanda, lo que hace falta es hacer que esta generación, llegue a los usuarios en condiciones de óptima calidad y continuidad.

Hasta el momento las Empresas Eléctricas del país, han manejado la distribución de la energía eléctrica en forma empírica, lo que ha determinado pérdidas de energía en el orden del 20% al 25%, con altos índices de cortes y elevadísimas pérdidas económicas.

El desarrollo tecnológico actual, proporciona métodos informáticos de adquisición de información, depuración de datos y control del proceso de suministro de energía, para ordenar remotamente el accionamiento de los diferentes elementos del Sistema de Distribución.

Mediante estos nuevos sistemas, se actúa en tiempo real, disminuyendo el tiempo fuera de servicio, con los consiguientes beneficios en la continuidad y calidad del mismo.

El altísimo índice de pérdidas existente en todas las Empresas Eléctricas del país, justifica la realización del presente trabajo, como una herramienta básica para la optimización del suministro de energía eléctrica y de los beneficios para las Empresas Eléctricas.

OBJETIVOS.

El presente trabajo pretende poner a disposición de las Empresas Eléctricas y de sus usuarios, una herramienta moderna de control que permita optimizar sus recursos técnicos y mejorar sus ingresos económicos.

Con tal propósito se estudian los Sistemas SCADA, sus aplicaciones y sus principales funciones.

Se analiza la operación de los Sistemas de Distribución, evaluando las funciones del mismo con y sin el Sistema SCADA.

Se propone una guía básica para las Empresas Eléctricas del País, en la que se presenten y se analicen resultados útiles para la implementación de los Sistemas SCADA en sus respectivas áreas de Distribución de Energía Eléctrica.

ALCANCE.

El trabajo de tesis analiza los Sistemas SCADA desde

una base conceptual, su utilidad en diversos sistemas y su aplicación en la Distribución de Energía Eléctrica.

Realiza una descripción general de los Sistemas de Distribución, su desarrollo histórico y el de los diferentes sistemas de control del mismo, justificando la necesidad de su automatización.

Se detallan las características, partes constitutivas, funciones y las diversas aplicaciones de los Sistemas SCADA.

Se analizan los procedimientos de operación manual y automática de los Sistemas de Distribución y se realiza un estudio comparativo de los mismos.

Se aplica el Sistema SCADA a un Sistema de Distribución, en base al estudio de Sistemas SCADA instalados, llegándose a definir las funciones necesarias y el equipamiento para la implementación del mismo, tomando en consideración la magnitud de la carga controlada para evaluar el costo del equipamiento.

Al final se hace un estudio económico que proporciona criterios respecto a la conveniencia para las Empresas Eléctricas de invertir en los sistemas SCADA.

CAPITULO 1

CAPITULO 1

DEFINICIONES Y ANTECEDENTES

En este capítulo se presentan algunas definiciones necesarias para la mejor comprensión de este trabajo, así como también el desarrollo histórico del sector eléctrico, el crecimiento en el número de abonados, el aumento en las pérdidas de energía y la manera en que se maneja actualmente el Sistema de Distribución, llegándose a concluir en la necesidad de la automatización del mismo.

1.1 SISTEMA ELECTRICO.

El Sistema Eléctrico de Potencia consta de los siguientes componentes (*figura 1.1*):

- (1) Generación.
- (2) Línea de transmisión.
- (3) Subestación principal de reducción.
- (4) Línea de subtransmisión.
- (5) Subestación de Distribución.
- (6) Alimentador primario.
- (7) Transformador de distribución.
- (8) Circuito Secundario.
- (9) Acometida.

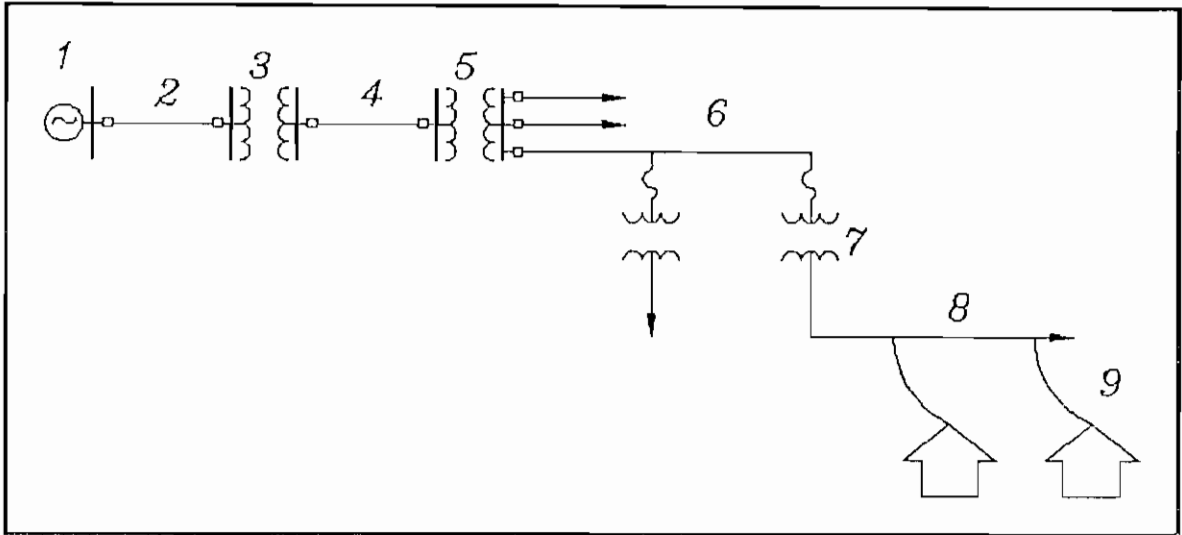


Figura 1.1. Diagrama Esquemático del Sistema Eléctrico.

Cada uno de los componentes mencionados anteriormente, trabajan a diferentes niveles de voltaje, que para nuestro país los podríamos resumir en la siguiente tabla:

1.1.1 VOLTAJES DE SERVICIO EN EL ECUADOR s.2.

Red de generación-transmisión	138 Kv, 230 Kv, hacia arriba en el futuro.
Red de generación-subtransmisión.	69Kv exceptuando el área de Quito con 46 Kv y 138 Kv.
Red de distribución	22,8 Kv, 13,8 Kv, 6,3 Kv.
Secundario trifásico	210/121 V.*
Secundario monofásico	240/120 V.*

* Según normas E.E.Q.S.A.

Tabla 1. Niveles de voltaje.

1.1.2 DEFINICIONES.

Sistema de Distribución.- ² Es la parte del sistema eléctrico comprendido entre las barras de alto voltaje de las subestaciones de distribución y los puntos de suministro de energía a los consumidores.

La función de llevar la energía eléctrica a un gran número de consumidores se debe hacer tomando en cuenta los siguientes objetivos:

1) Mantener el voltaje de suministro a los consumidores dentro de los límites del reglamento vigente. En nuestro caso las normas de las Empresas Eléctricas.

2) Máxima seguridad en el suministro de la energía eléctrica estableciendo un equilibrio técnico y económico.

3) Dimensionar la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo.

Subestación Principal de Reducción.- ⁵ Es el sitio (3) desde el cual se alimenta el sistema de distribución. Cambia el nivel de voltaje desde el sistema de transmisión, hacia el nivel de voltaje de subtransmisión (tabla 1).

Línea de Subtransmisión.- ⁵ Esta línea (4), transmite la energía eléctrica desde la subestación

principal de reducción hasta la subestación de distribución .

Subestaciones de Distribución.— 2 Dentro del Sistema Eléctrico es la instalación (5), que incluye la recepción de las líneas de subtransmisión, el transformador de reducción de voltaje de subtransmisión a niveles de distribución, la salida de las líneas primarias y los equipos asociados de protección, control y seccionamiento.

Cuando la generación está cercana a los centros poblados, las subestaciones de distribución reciben directamente las líneas de transmisión.

Sistema primario de distribución.— 7 Conjunto de líneas, troncales, ramales, seccionamientos y protecciones (6), que enlazan la subestación de distribución a los transformadores de distribución.

Transformador de distribución.— 7 Transformador de reducción (7) del nivel de voltaje primario al voltaje de utilización o voltaje secundario (*tabla 1*) .

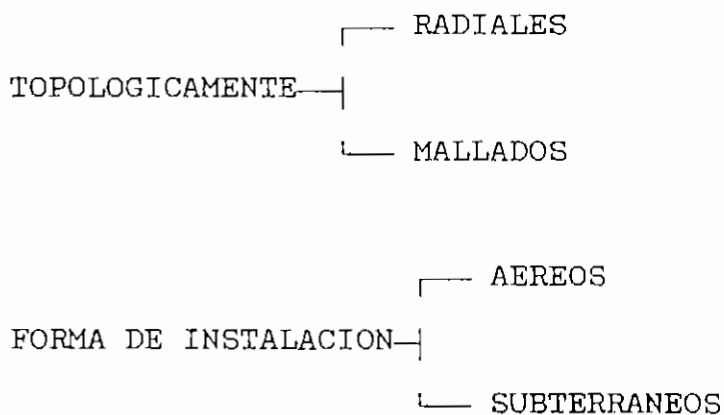
Red secundaria.— 7 Líneas a nivel de voltaje de utilización (8), que unen al transformador de distribución con las acometidas de los abonados.

Acometida.— 7 Circuitos que enlazan la red pública

con la instalación individual del abonado (9).

Administrativamente el contador de energía es parte de la acometida, pudiendo ser en alto o en bajo voltaje.

Tipos de sistemas de distribución.- 7 En términos generales se puede clasificar a dichos sistemas desde un punto de vista topológico y por la forma de instalación.



Sistema Radial.- 4 Tanto en el sistema primario, como en el secundario este tipo de redes es el que tiene un solo camino de suministro de energía eléctrica, es decir que la parte primaria va directamente desde la subestación a los transformadores de distribución, sin que estos tengan la posibilidad de otra alimentación. En la parte del sistema secundario, la corriente eléctrica va desde el transformador de distribución, al punto de alimentación del cliente (*figura 1.2*).

Se debe notar que el mantenimiento y operación de este sistema es muy sencillo y económico y es el que tiene el menor costo inicial.

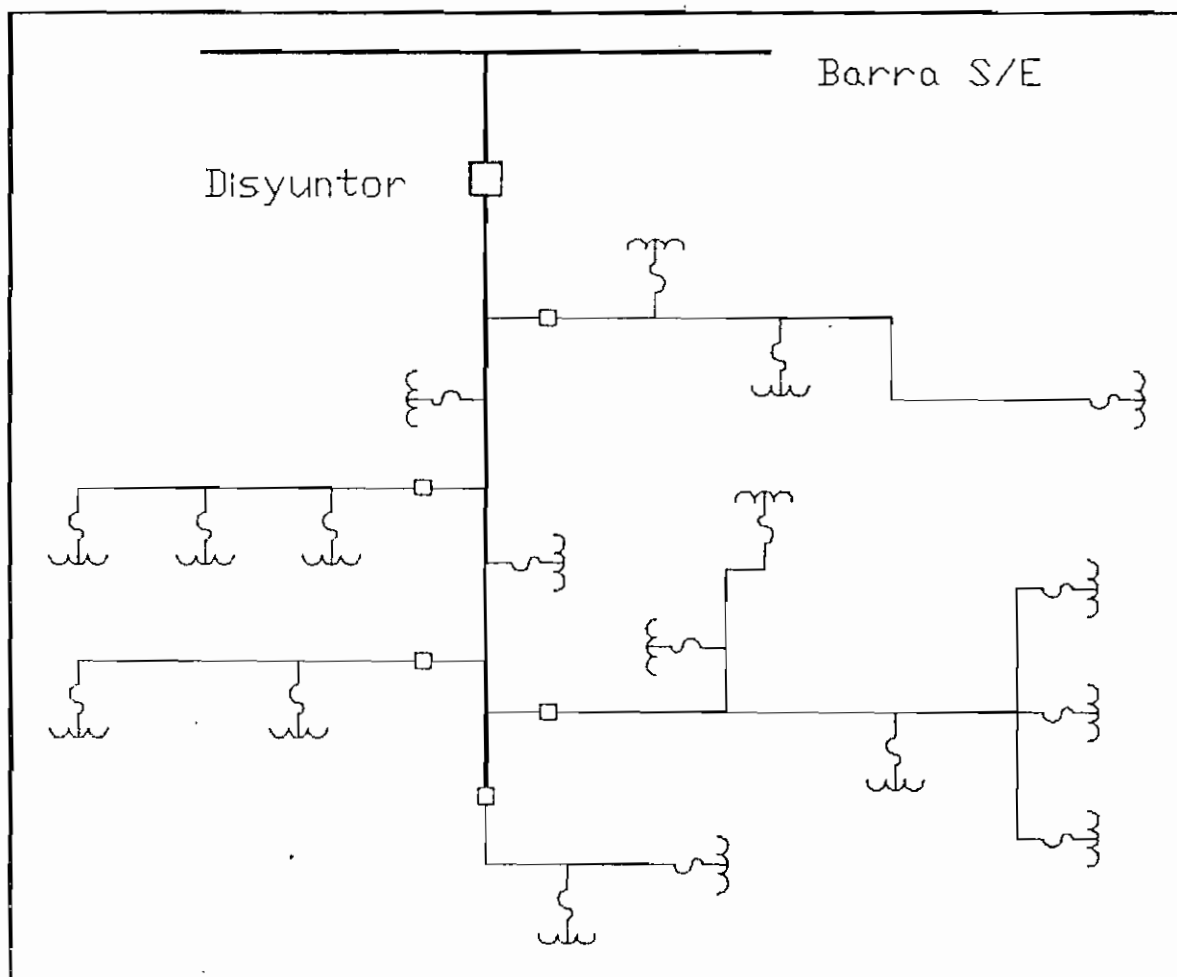


Figura 1.2.- Sistema Radial.

Sistema mallado.- Es aquel en que se tiene más de un paso simultáneo para la alimentación de la carga (figura 1.3).

Esta configuración no es usada generalmente en sistemas primarios elementales (sistemas sencillos:

generación cercana a la carga) por su mayor costo, complicaciones en el diseño y operación, pero para sistemas más complejos se utiliza este esquema debido a su mayor confiabilidad, es decir brinda una mejor calidad en el servicio que el sistema radial.

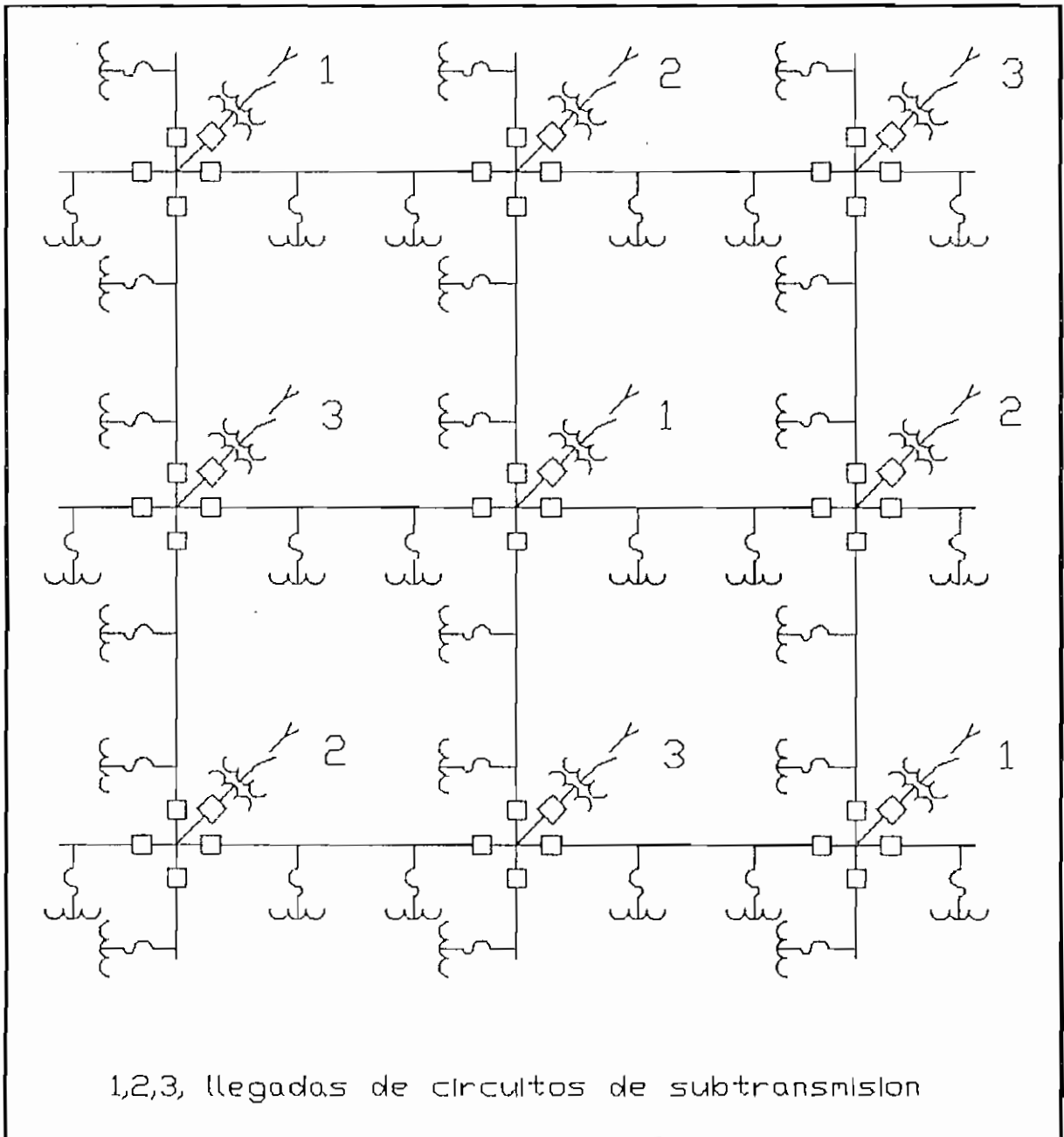


Figura 1.3.- Sistema mallado primario.

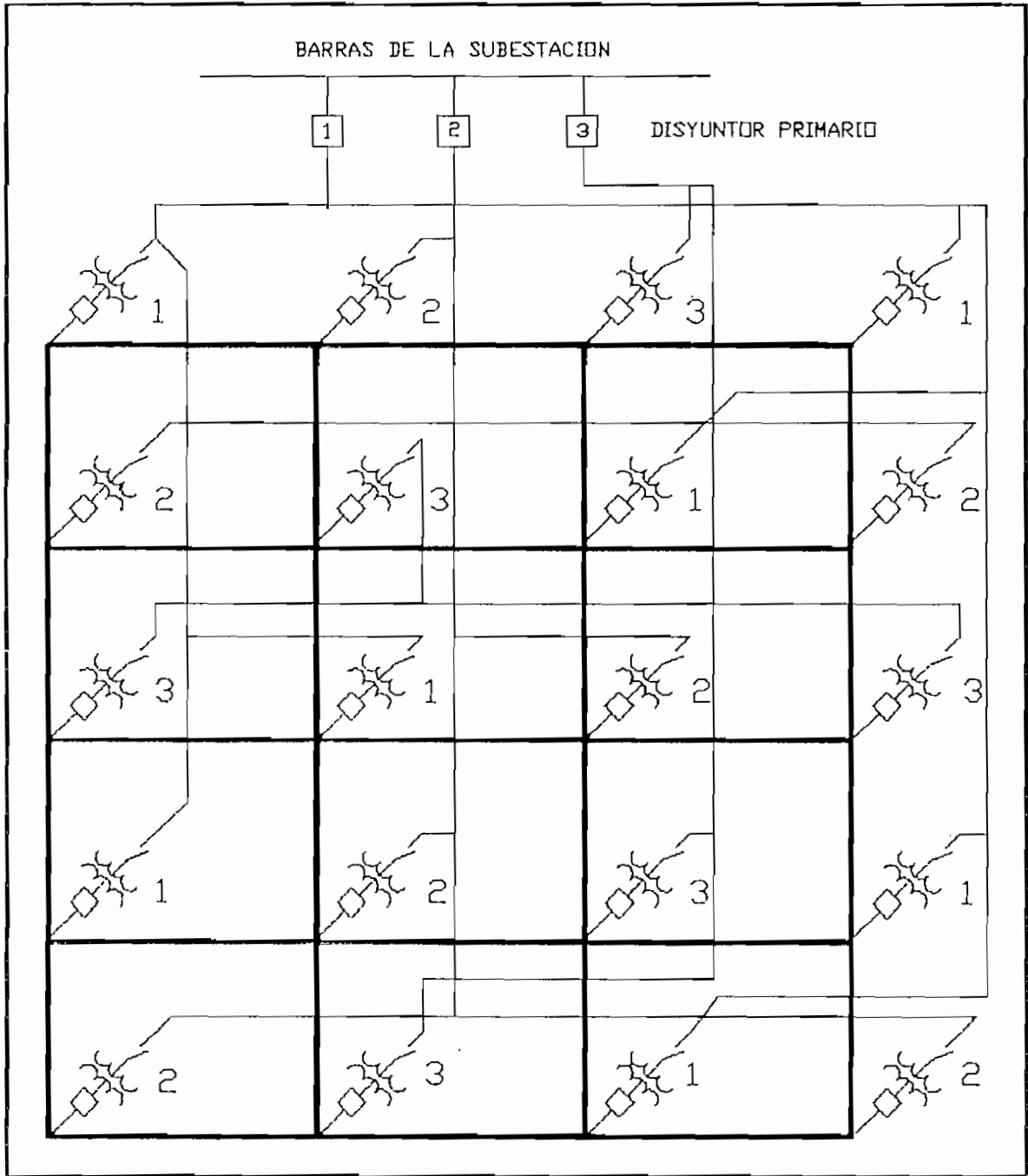


Figura 1.4.- Red mallada secundaria.

En cuanto a la red mallada secundaria (figura 1.4), consiste de un grupo de circuitos secundarios interconectados en los nodos de malla, operando a un mismo voltaje de utilización y alimentados con transformadores conectados a varios circuitos primarios de una misma subestación, procurando que los nodos

adyacentes no sean alimentados del mismo primario. ⁴

La red mallada mejora el servicio pues si falla un primario o un transformador, los otros primarios y transformadores toman la carga de los elementos fallosos.

Sistema aéreo.- ⁵ El sistema aéreo está constituido por los alimentadores que parten de la subestación de distribución en forma de líneas aéreas y los transformadores montados sobre diversos tipos de estructuras: metálicas, de hormigón, etc, que en el caso de la red primaria poseen una mayor resistencia mecánica que para la red secundaria, debido al mayor peso de los elementos primarios. (figura 1.5)

En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja, es recomendable utilizar el sistema radial. En regiones urbanas, con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión. En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Sistema subterráneo.- ⁷ Sistema cuya red está enterrada directamente en el suelo o en un sistema de canalizaciones con sus líneas construidas mediante cables aislados (figura 1.6).

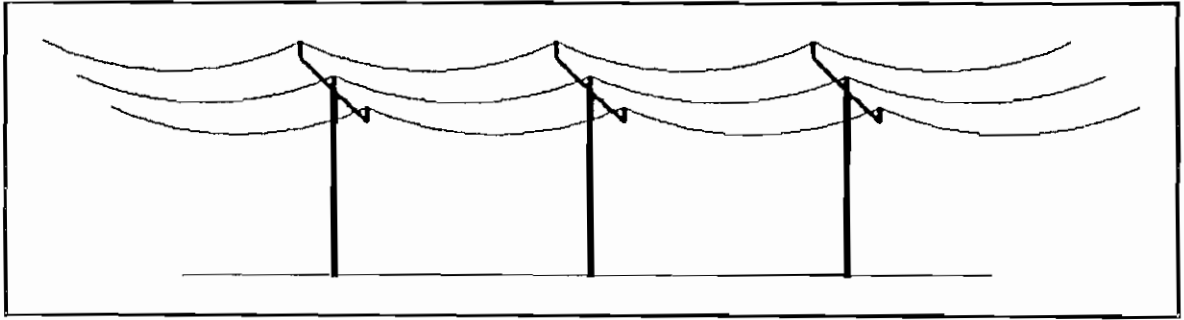


Figura 1.5.- Sistema aéreo.

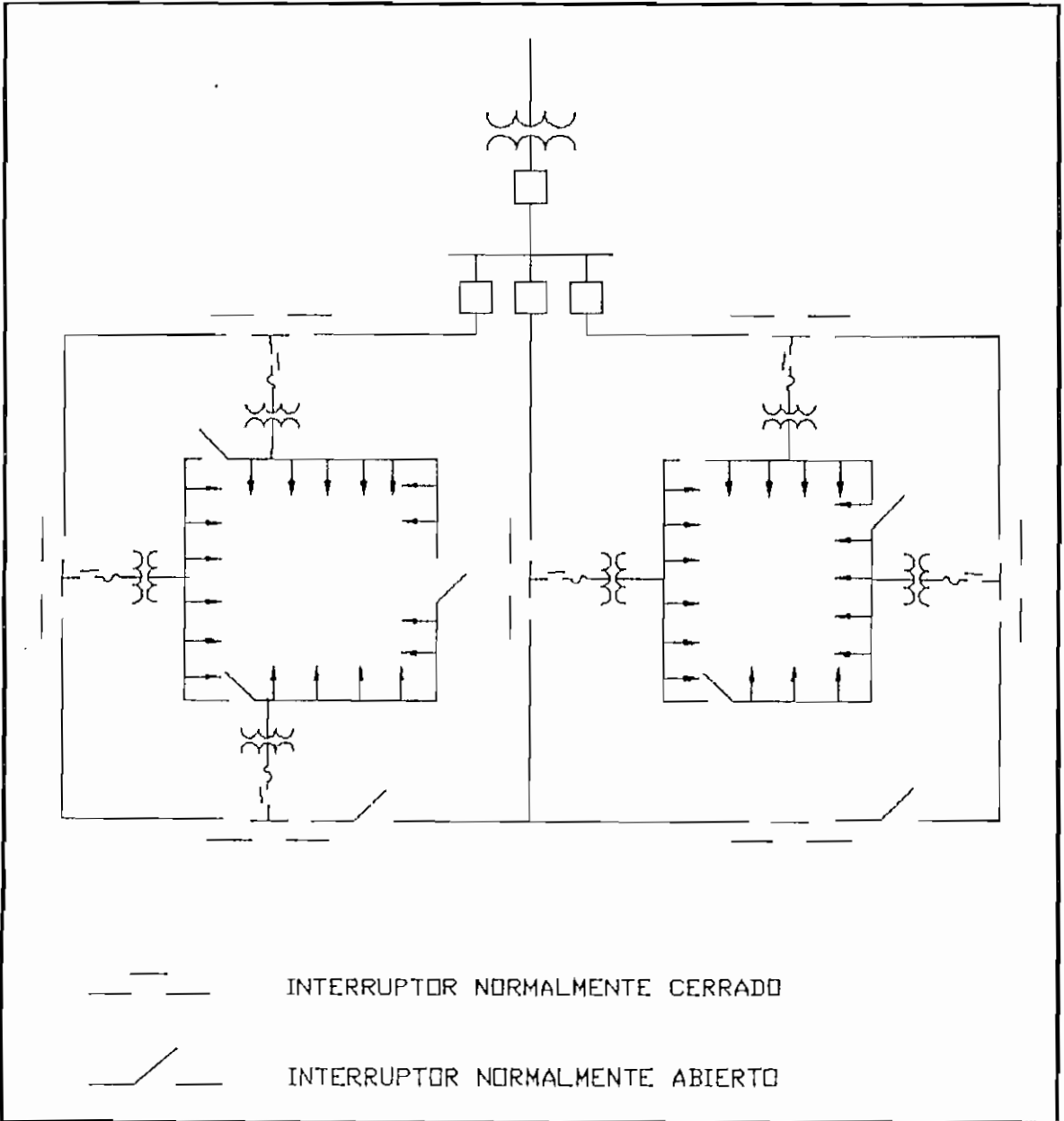


Figura 1.6.- Sistema subterráneo.

Están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil de localizar y su reparación lleva más tiempo.

1.2 . DESARROLLO HISTORICO.

1.2.1 DESARROLLO ELECTRICO EN EL PERIODO 1900-1961. B.9

El servicio eléctrico público en el Ecuador se inicia en el año 1897, con la conformación de la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza, en la ciudad de Loja. En Quito, se formó la empresa Jijón, Gangotena y Urrutia que disponía de 50 Kw, la cual posteriormente se transformó en The Quito Electric Light & Power Co.

En la década de los años 40, los Municipios se convierten en los responsables del suministro eléctrico en las áreas de su jurisdicción. Por el carácter aislado e inconexo de la organización municipal, la actividad eléctrica careció de un marco de organización global y se desarrolló en forma no planificada, a excepción de las Empresas Eléctricas que atendían a Quito y Guayaquil.

En 1962 había en el país 1106 plantas eléctricas con una potencia total de 160 Mw, para una población de 4'700.000 habitantes de los cuales 1'600.000 contaban con servicio eléctrico.

Los índices de electrificación fueron de 34

W/habitante y de 96 Kwh/habitante/año.

El desarrollo eléctrico era muy desigual en el país, pues mientras Pichincha y Guayas contaban con 83.7 y 65.4 W/habitante respectivamente, provincias como Cañar y Bolívar disponían apenas de 6.9 y 4.3 vatios por habitante.

1.2.2 DESARROLLO ELECTRICO EN EL PERIODO 1961 - 1972 B.º

El 23 de Mayo de 1961, mediante Decreto de Ley de Emergencia No. 24, se establece la Ley Básica de Electrificación, y el sector eléctrico del País experimentó un fuerte cambio en su estructura y orientación.

Con la expedición de esta Ley se reconoce expresamente:

a. La necesidad de que la electrificación del país se efectúe mediante una planificación integral de la misma.

b. La necesidad de que el Estado asuma la responsabilidad económica para el desarrollo del sector eléctrico.

c. La necesidad de integrar el sector eléctrico para permitir una tecnificación en el desarrollo eléctrico en

todo el país.

d. La conveniencia de concentrar los esfuerzos y recursos del país, para el desarrollo de sus mejores fuentes energéticas.

Creación y primeros pasos del INECEL.

La citada Ley creó un organismo especial, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, encargado de impulsar los objetivos de la Ley. Sin embargo la creación de INECEL no fue acompañada de la creación de fondos para el desarrollo del sector, los que se crearon posteriormente.

En este período, un período de preparación, el INECEL inicia la recopilación de datos estadísticos de los recursos hidráulicos del país, realiza un censo de las instalaciones eléctricas existentes y elabora el primer Plan Nacional de Electrificación, el cual contempló la creación de un Sistema Nacional Interconectado y la integración eléctrica regional.

Las entidades locales de servicio eléctrico comenzaron a integrarse, formando Empresas Eléctricas bajo el auspicio del Estado a través de INECEL.

Con un programa concreto de obras como el fijado en el Primer Plan Nacional de Electrificación, el sector

eléctrico inició una labor de difusión en el país y especialmente en los niveles gubernamentales y legislativos, de la incidencia de la electrificación en el desarrollo del país y de la conveniencia de afrontar el financiamiento de las obras contempladas en el Plan.

Durante el período de 1967 - 1972 se realizan los estudios de los proyectos Pisayambo, Paute, Toachi y Jubones. En mayo de 1970 se creó el Fondo Nacional de Electrificación con la asignación del 47% de las regalías de la producción y venta del petróleo, aporte que constituyó en ese entonces una contribución substancial para la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica.

Sin embargo, por el afán de convertir en obras aunque sea de carácter local los pocos fondos disponibles, no se intensifica como hubiera sido de desear la realización de más estudios de nuestros recursos, y así estar mejor preparados para el futuro.

El Plan de Electrificación elaborado en 1967 para el decenio 1967 - 1976, no queda sino como una aspiración y todas las obras de carácter nacional propuestas quedan postergadas.

Las Empresas Eléctricas empero comienzan a ampliar sus áreas de servicio.

1.2.3 DESARROLLO ELECTRICO EN EL PERIODO 1973 - 1992 s.e

El Sector Eléctrico del Ecuador está regulado fundamentalmente por la Ley Básica de Electrificación del 4 de septiembre de 1973, que reemplazó a la de 1961. Esta Ley establece que el suministro de energía eléctrica es atribución privativa del Estado, el cual la ejerce a través del INECEL. La política del sector es fijada por el Gobierno a través del Ministerio de Energía y Minas. Las funciones de INECEL, de acuerdo a la ley, son las de generación, transmisión, distribución, y comercialización de la energía eléctrica del Ecuador. Sin embargo, para estos fines el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar concesiones.

Actualmente, el suministro de energía eléctrica lo presta básicamente INECEL y 20 empresas eléctricas; en 19 de ellas el Estado, a través de INECEL, es el accionista mayoritario. De acuerdo con las regulaciones vigentes, las obras de generación y transmisión de la energía eléctrica son construidas y operadas directamente por INECEL a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI), (*ver apéndice I*), mientras que la distribución y comercialización de la energía eléctrica son ejecutadas por las empresas eléctricas.

A continuación se hace un resumen de las principales obras realizadas en este período.

- 1973-79 : Construcción y puesta en marcha de las primeras grandes centrales de generación y de los sistemas de transmisión.
- 1977 : Operación de la Central a Vapor Estero Salado (Gonzalo Cevallos) de 29 Mw y de la Central Térmica Guangopolo de 31,2 Mw y de los sistemas de transmisión correspondientes.
- 1978 : Operación de la Central Hidroeléctrica Pieayambo de 69,2 Mw y la Central a Gas Estero Salado No. 2 de 73 Mw.
- 1980 : Operación del ramal más importante del Sistema Nacional de Transmisión, la línea Quito-Guayaquil de 327 Km, de longitud y 230 Kv, y de la Central a Vapor Estero Salado No. 3 de 73 Mw.
- 1981 : Operación de la línea de transmisión Quito-Ibarra de 80 Km. de longitud y 138 Kv, y de la Central a Gas de Quito de 51 Mw.
- 1982 : Operación de la Central Térmica Esmeraldas de 125 Mw y su sistema de transmisión de 154 Km. de longitud y 138 Kv, y de la línea de transmisión Quevedo-Portoviejo.
- 1983 : Operación de la Central Hidroeléctrica Paute,

Fases A y B, con 500 Mw de potencia, y de los sistemas de transmisión Paute-Guayaquil de 183 Km. de longitud y 230 Kv y Paute-Cuenca de 70 Km. de longitud y 138 Kv.

- 1984-86: Operación de las líneas Milagro-Babahoyo; Agoyán-Totoras y Totoras-Santa Rosa.
- 1987 : Operación de la Central Hidroeléctrica Agoyán con 156 Mw y los sistemas de Transmisión correspondientes.
- 1988-90 : Continuación de la construcción del anillo de cierre del Sistema Nacional de Transmisión. Construcción de la Fase C del Proyecto Hidroeléctrico Paute que aportará 575 Mw a la generación hidroeléctrica nacional. Construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas; y sistemas de distribución para la población rural ecuatoriana.
- 1991 : Se esperaba para este año la entrada en operación de la Fase C del Proyecto Hidroeléctrico Paute y sus sistemas de transmisión correspondientes, lo cual no fue posible.
- 1992 : En este año, entra en operación la Fase C del Proyecto Hidroeléctrico Paute. Se completa el

anillo troncal de 230 Kv con la línea Paute-Riobamba-Ambato.

Plan Maestro de Electrificación. 34

En marzo de 1993, el Directorio de INECEL aprobó el Plan Maestro de Electrificación para el período 1993-2002. Se ha estimado que el consumo facturado de electricidad en el Ecuador, durante el período 1992-2002, crecerá a una tasa media acumulativa anual del 6.6%, esto es, desde 5449 GWH en 1992, hasta 10323 GWH en 2002; y la demanda máxima de potencia de 1293 Mw en diciembre de 1992 a 2321 Mw en diciembre de 2002, esto es a un ritmo del 6.0% anual. Entre las principales metas a lograr se pueden citar las siguientes:

- (i) Firmar el contrato para el suministro e instalación de la turbina a gas de 90 MW, que está adjudicada y prevista su operación a partir de diciembre de 1993.
- (ii) Firmar el contrato para la construcción y adquisición de la turbina a vapor de 125 MW, cuya operación en el sistema deberá iniciar en diciembre de 1995.
- (iii) Concretar el financiamiento de la moneda local que permita la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Daule-Peripa dentro del período previsto.
- (iv) Concretar el financiamiento para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico San Francisco, cuya operación en el sistema deberá iniciar a más tardar en diciembre de

1999.

(v) Concretar el financiamiento con el cual se pueda realizar los estudios a nivel definitivo, al menos de los Proyectos Hidroeléctricos Mazar, Toachi y Coca-Codo Sinclair.

(vi) Agilizar el financiamiento para el Sistema de Transmisión Ibarra-Tulcán; la línea Loja-Cumbaratza y el montaje del segundo circuito del sistema Quito-Ibarra.

(vii) Dar prioridad a la instalación de 138 MVAR en capacitores que permitirá evacuar mayor potencia de la Central Molino, hasta cuando opere el sistema de transmisión Paute-Pascuales; así como a la ampliación de la S/E Portoviejo.

(viii) Empezar con los trámites para el financiamiento de los equipos y construcción de los sistemas de transmisión:

- Puyo - Tena - Coca - 138 KV.
- Milagro - Machala - 230 KV.
- Daule Peripa - Chone - 138 KV.
- Ampliación S/E Guayaquil - 138/69 KV.
- Ampliación S/E Cuenca - 138/69 KV.
- San Francisco - Totoras - 230 KV.

(ix) Concretar el financiamiento para ejecutar el Proyecto De Saneamiento y rehabilitación de los Sistemas de Subtransmisión y Distribución de las Empresas Eléctricas.

(x) Completar los estudios de reducción de pérdidas, continuar e intensificar las acciones para la reducción de pérdidas no técnicas.

1.2.4 EL DESARROLLO ELECTRICO EN ESTADISTICAS. 12.

34

AÑO	OPRA EN OPERACION	ENERGIA TOTAL GENERADA (GWH)	POTENCIA INSTALADA PAIS (KW)	APOMADOS TOTALES (MILES)	PERDIDAS DE ENERGIA (%)	
					EMPRESAS	INECEL
1965		492	140.6	161	15.8	0.0
1975		1458	433.3	437	17.9	0.0
1977	CENT. VAP. ESTERO SALADO CENT. TER. QUANGOFULO	2009	661.2	537	15.3	1.4
1978	CENT. HIDR. PISAYAKO CENT. GAS ESTERO SALADO 2	2380	783.1	594	14.1	1.5
1980	LINEA QUITO-GUAYARUIL CENT. VAP. ESTERO SALADO 3	3101	960.5	712	14.0	0.4
1981	LINEA QUITO-IBARRA CENT. GAS QUITO	3407	1056.2	783	13.7	1.5
1982	CENT. TER. ESMERALDAS LINEA QUEVEDO-PORTOVIEJO	3824	1167.0	848	15.6	2.6
1983	CENT. HIDR. PAUTE A Y B LINEA PAUTE-GUAYARUIL LINEA PAUTE-CUENCA	4021	1682.0	904	15.4	3.4
1986	LINEA MILAGRO-PARAHYO LINEA AGOYAN-TOTORAS LINEA TOTORAS-SANTA ROSA	4975	1593.9	1089	18.4	9.6
1987	CENT. HIDR. AGOYAN	5351	1748.7	1160	17.6	5.1
1990	CONTINUACION CONSTRUCCION ANILLO 230 KV.	6326	1656.7	1397	20.07	6.2
1991	CONTINUACION CONSTRUCCION ANILLO 230 KV.	6590	1508.3	1523	20.16	6.6
1992	CIERRE ANILLO A 230 KV	7220	2278.2	1580	19.6	5.0

Tabla 2. El Desarrollo Eléctrico en Estadísticas.

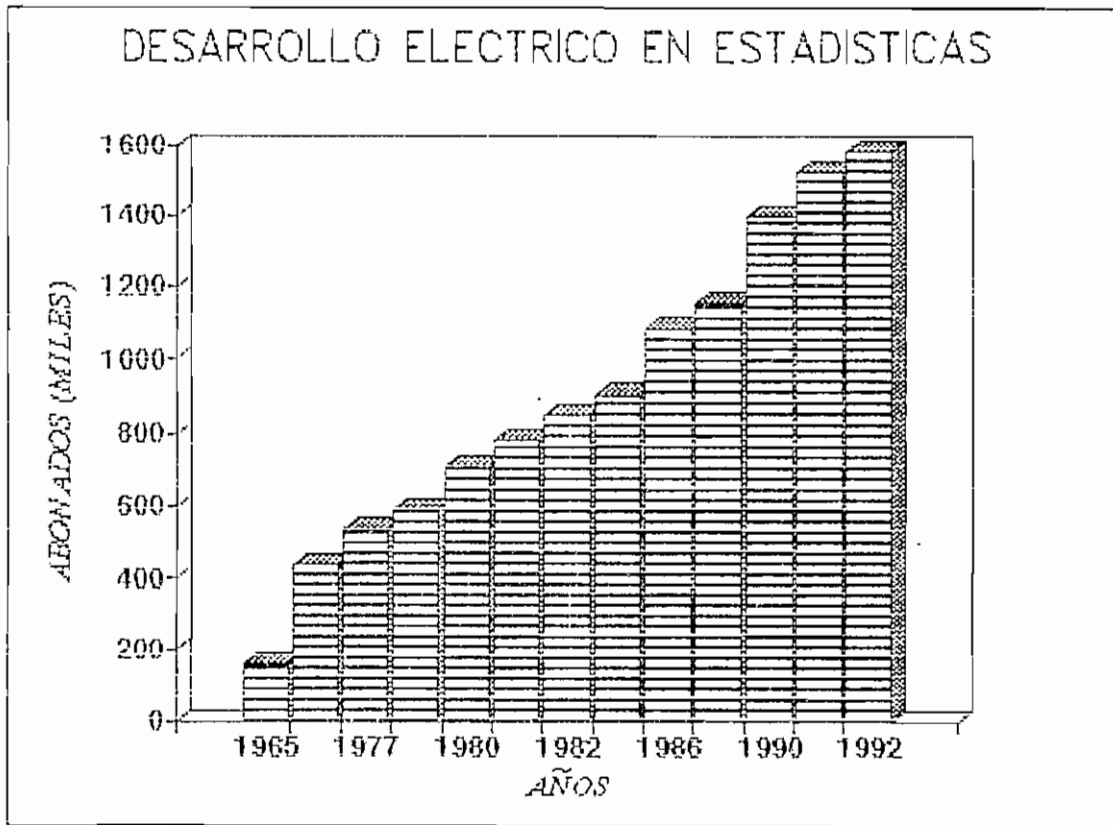


Figura 1.7 a.- Abonados

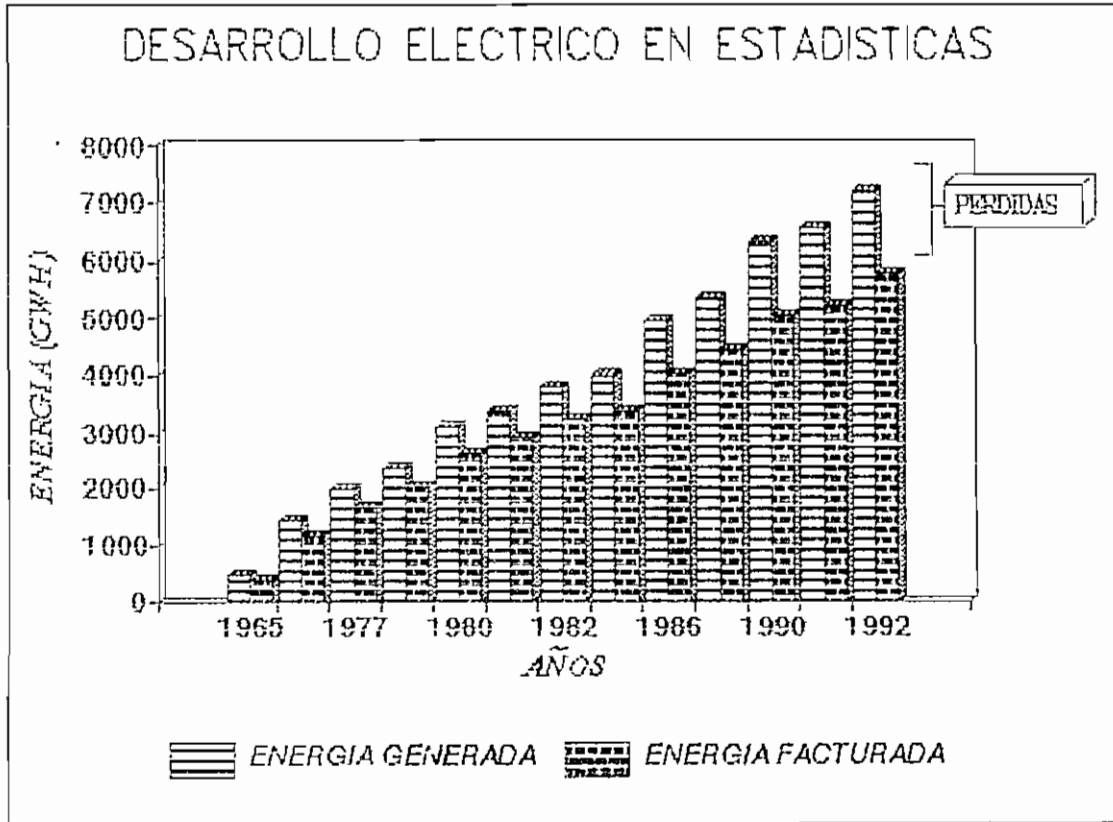


Figura 1.7 b.- Energía

El desarrollo eléctrico en estadísticas

En el pasado la atención del sector eléctrico, se encontraba dirigida a los sistemas de potencia, pero ahora se ha orientado hacia los sistemas de distribución, pues las inversiones que se realizan en el mismo son considerables al igual que las pérdidas correspondientes.

Por otro lado el número de abonados tiene un crecimiento notable en nuestro país, como se puede observar (*Tabla 2, Figura 1.7 a*), debido a esta situación y a más de las razones expuestas anteriormente, la importancia del Sistema de Distribución también radica en que es la parte del Sistema Eléctrico más cercana al usuario y por lo mismo la que refleja su comportamiento directamente al mismo, mereciendo por lo tanto, una especial atención.

Analizando (*Tabla 2, Figura 1.7b*), las pérdidas tabuladas en las Empresas Eléctricas, que en su mayoría se encuentran encargadas solo de sus sistemas de distribución; son mucho mayores que las pérdidas correspondientes al INECEL, encargado de la generación y transmisión. Esto demuestra que el desarrollo en los dos sectores no ha corrido paralelo, pues en Distribución no se han hecho mayores adelantos y el sistema crece de una manera desorganizada, únicamente adicionando redes a las ya existentes, en el caso de ampliaciones y sin una debida planificación; con las consiguientes sobrecargas

de primarios o de transformadores o subutilización de los mismos. No existe un adecuado conocimiento de las condiciones buenas o malas de la red, en buen estado u obsoletas; lo que redundaría en las pérdidas que se presentan.

Por lo expuesto, es necesario disponer de un medio que nos facilite el conocimiento de los datos que son permanentemente generados por la Red Eléctrica de Distribución que se presenta para su explotación operativa como un sistema dinámico, en continuo crecimiento; de modo que, conociendo esta información tomar las acciones pertinentes a fin de lograr una disminución en las pérdidas y una mayor calidad en el servicio.

El solo conocimiento de estos datos no es suficiente pues una información desordenada, no calificada y caótica no es de gran ayuda. Para que esta información tenga su real valor es necesario no solo conocerla, sino procesarla, ordenarla, depurarla y almacenarla para que esté rápidamente disponible en el momento necesario, debiéndose tener la certeza de la veracidad y confiabilidad de los valores y su regular actualización.

Modernización en la adquisición y manejo de información.

El avance tecnológico operado en la actualidad en

los campos de la electrónica, la informática y la computación, brinda su apoyo, permitiendo tornar más manejable este complejo y delicado sistema, suministrando una información actualizada y ordenada de la red en forma automática, permitiendo realizar también remotamente la operación de la misma.

El presente estudio, constituye un primer paso en la realización de un Centro de Control de Distribución, que surge como consecuencia del agotamiento de las posibilidades de supervisión y manejo manual de la gran cantidad de datos, parámetros y gráficos asociados a la red de distribución, cantidad cada vez mayor debido al tamaño y grado de complejidad que adquieren en la actualidad dichas redes.

1.3 CARACTERISTICAS Y ESTADO ACTUAL. 10.11

El Sistema de Distribución es un sistema complejo debido a la gran cantidad de componentes involucrados en el mismo y además por la dispersión de su situación geográfica, lo que hace extremadamente difícil el acceso, seguimiento y almacenamiento de los datos tanto estáticos como dinámicos de cada uno de dichos componentes, con el fin de verificar en ellos, la incidencia de los cambios permanentes en un sistema que a este nivel tiene un continuo movimiento.

Información de estado.

En los Sistemas de Distribución se maneja mucha información de estado, lo que crea un problema de actualización debido al tamaño de la red; por otro lado en estos sistemas ocurren frecuentes ampliaciones, por lo que existe el riesgo de que la reconfiguración de la red pueda causar sobre cargas, alimentación paralela o lazos indeseados (mallas).

Operación.

Ya en el aspecto operacional, la supervisión y el monitoreo de la red se realiza en forma discreta, cada hora, y no en forma continua como debería ser; existiendo también el problema de no disponer en forma organizada de planos y diagramas de operación.

En la actualidad no existe una programación operativa en condiciones normales ya que las acciones operativas persiguen como objetivo principal el de mantener a los clientes con servicio, sin preocuparse de la calidad del mismo. Por lo tanto básicamente la operación se limita a labores de reposición de servicio.

Uno de los objetivos de la operación es el suministro de energía y consecuentemente minimizar los costos de interrupción, pero esto no sucede debido a que la atención por parte de las Empresas Eléctricas a las interrupciones de servicio es lenta, demora hasta la localización exacta del problema, depende de las llamadas

de reclamo de los clientes, lo que involucra pérdidas para el cliente y para la Empresa.

La ejecución de las acciones de control, actuación sobre los equipos de corte y seccionamiento, es realizada en forma manual, previa orden superior, por el personal de tableristas, operadores de centrales u operadores de Distribución; lo que involucra errores cuando las acciones son tomadas a la ligera, sin un estudio previo y sin el conocimiento exacto de la situación que obliga a realizar tal acción, sobretodo en condiciones de emergencia.

Costos.

Los costos de mantenimiento constituyen un rubro importante en los presupuestos con que cuentan las Empresas Eléctricas, por lo tanto, es necesario incluir medios para reducir estos costos.

Pérdidas.

Otro aspecto esencial, son las pérdidas que se dan en Distribución y que son mayores que en Transmisión y Subtransmisión, debido a la mayor corriente eléctrica que se maneja y al estado obsoleto de algunas redes, existiendo la necesidad de reducir estas pérdidas.

Planeación y seguimiento.

Para el planeamiento y el seguimiento operativo del Sistema de Distribución, se necesita de reportes ordenados, precisos y actualizados, por lo tanto de un medio que nos facilite la obtención de los mismos; pues actualmente se lo hace en base a reportes de operación anteriores, así como del análisis de las interrupciones de servicio que han ocurrido.

En condiciones de emergencia, y ante la presencia de disturbios, por las dificultades de obtener información, el monitoreo de la red prácticamente desaparece, y el proceso de restauración del sistema al estado normal es lento y con riesgos para el equipo, situación que se crea por la falta de información confiable en tiempo real. De modo que no se puede analizar el sistema para así poder prever en el futuro acciones ante determinada situación; por consiguiente deben también existir adecuadas técnicas de análisis de contingencias que permitan un mejor conocimiento de dichos problemas y nos capaciten para saber que hacer ante tal o cual circunstancia.

Como se ha visto un sistema manual de manejo de la Red de Distribución adolece de muchas fallas, de ahí que se haga necesaria su automatización, a fin de mejorar la confiabilidad en el servicio y lograr un mejor manejo, operación y planeamiento del Sistema de Distribución.

1.4 AUTOMATIZACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION 10.11

Un Sistema Automático de Distribución, es aquel sistema diseñado para operar y coordinar remotamente el uso de todos los componentes del Sistema de Distribución en tiempo real y constituye una herramienta importante para los análisis del Sistema Eléctrico de Distribución.

Este sistema abarca funciones como la de adquisición, control y supervisión de datos, operación remota de primarios, aislamiento de fallas y restablecimiento del servicio, optimización del servicio en los primarios mediante el control remoto de los bancos de capacitores para regulación de voltaje y reducción de pérdidas ubicadas a lo largo de los primarios, medición y lecturas de consumo remotas y control automático de las cargas.

Objetivos.

La automatización de la red de Distribución, tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- a) Minimizar los requerimientos de recursos económicos.
 - Diferimiento de inversiones.
 - Disminución de costos de operación y mantenimiento.
 - Ahorros en atención de interrupciones de

servicio.

- Ahorros para el usuario (mayor confiabilidad)

- Ahorros en costos de operación.

b) Cumplir con las normas de continuidad y calidad de servicio.

c) Mejorar la metodología de operación del servicio.

d) Mejorar las decisiones a nivel de planificación y diseño.

Beneficios.

La automatización de la Distribución de Energía Eléctrica al cumplir con estos objetivos, logrará algunos beneficios como los siguientes:

1.- Reducción de inversiones de capital.

2.- Reducción de costos de operación y mantenimiento.

3.- Aumento de ingresos debido a:

- Reducción de pérdidas debido a reconfiguración de alimentadores.

- Disminución de pérdidas debido a la automatización de los bancos de capacitores.

- Reposición más rápida del servicio.

4.- Mejoramiento de la confiabilidad del servicio.

5.- Mejoramiento en el nivel de satisfacción de los clientes.

6.- Mejoramiento en la seguridad pública. (Reducción de apagones nocturnos).

7.- Información confiable para tareas de Ingeniería y Planificación.

8.- Mejoramiento de la imagen pública de la empresa.

CAPITULO 2

CAPITULO 2

SISTEMAS SCADA

En este capítulo se realiza un estudio de los sistemas SCADA, comenzando con sus características generales y sus aplicaciones, se revisan las funciones básicas que realizan y se estudia sus partes componentes principales que son: las Estaciones Maestras, las Unidades Terminales Remotas y la comunicación entre las mismas, finalizando con la revisión de la jerarquización dentro de los SCADA.

2.1 CARACTERISTICAS GENERALES.

2.1.1 DESARROLLO DEL CONTROL SUPERVISORIO.

En sus inicios, a fines del siglo 19 y comienzos del siglo 20, se basaban en técnicas telefónicas.

Posteriormente en 1921, Harlow diseñó un sistema que automáticamente detectaba un cambio en el estado de una estación remota y reportaba este cambio a un centro de control. En 1923, Bellamy y Richardson desarrollaron un sistema de control remoto, empleando un equivalente de la moderna técnica de "chequear antes de operar".

En 1927 Hershey diseñó un sistema que monitoreaba información de una localización remota y reportaba este cambio a un centro de control, imprimiendo el cambio en el estado del equipo además de la hora y día en que ocurría el cambio.

Todos los avances indicados anteriormente se basaron en aparatos electromecánicos.

El advenimiento de los circuitos de estado sólido abrieron nuevas posibilidades en la operación y capacidades de los controles supervisores, es así como el primer sistema electrónico fue puesto en operación en la mitad de la década de los años 50, dando paso a las microcomputadores (1965), que sin embargo eran utilizados solo para aplicaciones específicas.

Durante la segunda mitad de la década de los 70, se comienza a normalizar conceptos. Finalmente en 1975 aparece el sistema SCADA y en 1977 el Sistema de manejo de Energía EMS.

Con el pasar de los años, las aplicaciones de los controles supervisores cambiaron, de modo que mucha de la tecnología de los mismos, también experimentó variación. Las técnicas de las comunicaciones fueron cambiadas para permitir una más alta velocidad de transmisión de los datos. En la actualidad se utilizan computadores en tiempo real de variada complejidad. Estos a menudo

trabajan en estructuras jerárquicas, para cubrir en mejor forma diferentes requerimientos funcionales. En otras palabras dada la dinámica de la tecnología, los controles supervisores de hoy en día, no son los mismos que los del ayer.

En la utilidad eléctrica el control supervisorio se puede usar para controlar desde un simple alimentador primario y en su forma más compleja el sistema SCADA, para controlar toda la generación, transmisión y distribución de una determinada área geográfica.

2.1.2 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.

Un sistema eléctrico eficiente debe proveerse al más bajo costo. Para lograr esto se requieren cumplir con los siguientes objetivos: calidad, seguridad y economía.

No existe una combinación ideal de los objetivos antes mencionados, pero para mantenerlos en niveles razonables, hoy en día se usan avanzados sistemas de control.

El manejo de los sistemas eléctricos generalmente involucran los siguientes horizontes: planificación, operación, reportes y seguimiento.

- Planeamiento en corto término, de unas pocas horas o unos pocos meses, como por ejemplo:

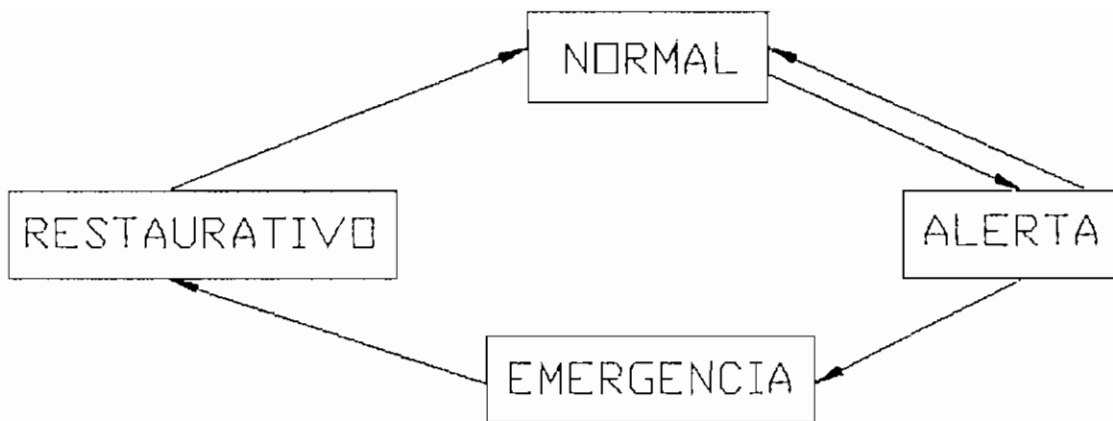
planificación de la utilización de los recursos de producción, entrenamiento del personal, proyección de la carga, etc.

- Operación instantánea, que involucra el monitoreo de la generación de potencia, voltajes y cargas, acciones de protección del sistema y equipos fallados, etc.

- Reporte de operaciones y seguimiento directo de los disturbios. Los reportes crean datos estadísticos usados para planificación y para el seguimiento de las contingencias, lo que da la base para la localización de fallas primarias y el rápido restablecimiento del servicio.

Modos de operación.

Por otro lado un sistema eléctrico se encuentra en uno de los siguientes cuatro modos de operación o estados:



Modos de operación

Para lograr una mejor calidad, seguridad y economía en la entrega de la energía eléctrica, así como la correcta operación en los diferentes estados y horizontes vistos anteriormente se necesita contar con el auxilio de un sistema computarizado de control cuyas funciones deben servir, cuando se trabaja en estado normal, para la demanda de seguridad y economía; cuando se trabaja en estado de alerta, la meta es prevenir una separación de la red, cuando se trabaja en estado restaurativo el objetivo es brindar al sistema el retorno al estado normal lo más rápido posible y en estado de emergencia el fin es velar por la seguridad del sistema.

Un sistema de control brinda un completo vistazo del estado de las corrientes, voltajes, potencias, etc. del sistema eléctrico, haciendo posible mantener el mismo en el estado normal de operación. Las desviaciones de las operaciones normalmente planeadas son **detectadas** automáticamente y **reportadas** a los operadores, para que

ellos actúen de la manera más adecuada.

2.1.3 CONCEPTOS EN SISTEMAS DE CONTROL. 13

Las definiciones básicas se esquematizan en la *figura 2.1.*

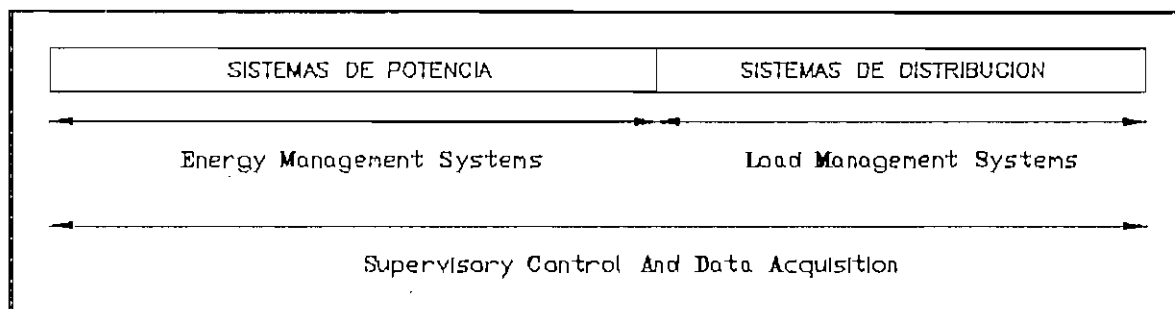


Figura 2.1.- Conceptos en Sistemas de Control

2.1.3.1 EMS (Energy Management Systems)

Analizando la figura anterior se encuentra conceptos como el EMS, Sistemas de Manejo de Energía, que se refiere a un moderno sistema de control, especialmente diseñado para el control y operación de Sistemas de Potencia.

Posee funciones para: mejoramiento de la operación, planificación, entrenamiento, entre otras.

Sus principales funciones dentro del mejoramiento en la operación son las siguientes:

- Minimización de los costos de producción.

- Minimización de las pérdidas de transmisión.
- Evitar sobrecargas.

Dentro de la planificación de la operación las principales funciones son:

- Simulación: flujos de carga.
- Análisis de corto circuitos.
- Análisis de contingencias.
- Cálculos de costos de producción.
- Optimización de las unidades hidroeléctricas y térmicas.
- Pronóstico de carga.

El EMS también incluye funciones para brindar un entrenamiento al operador.

Una parte del EMS lo constituye el AGC (Automatic Generation Control), Control Automático de Generación que regula la potencia de salida de los generadores eléctricos dentro de una determinada área, en respuesta a cambios en la frecuencia y carga en las líneas, para mantener la frecuencia y el intercambio de potencia dentro de valores límites. ¹⁹

2.1.3.2 LMS (Load Management Systems)

Los LMS, Sistemas de Manejo de Carga, tienen tres funciones principales en la operación de redes

eléctricas:

- Reducción del pico de la curva de carga.
- Control tarifario flexible.
- Acoplamiento de cargas.

El LMS controla directamente a los consumidores en niveles de voltaje bajo y medio, requiriendo un dispositivo en cada contador de energía, siendo su implementación costosa por el alto número de usuarios.

2.1.3.3 SCADA.

Como se observa en la *figura 2.1*, la parte medular de todos los sistemas mencionados anteriormente, lo constituye el Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition System*). Sistema que permite una operación más eficiente y confiable, minimizando las consecuencias peligrosas que resultan de la ocurrencia de una falla o disturbio.

El control supervisorio es generalmente definido como una forma de control remoto para controles selectivos de unidades localizadas remotamente, por medio eléctricos y por medio de uno o más canales comúnmente interconectados. ¹⁵

El sistema SCADA básicamente consiste de una

colección de equipos, unos para realizar control y otros para las comunicaciones. Este equipamiento consiste básicamente de:

- Computadoras (*situadas en la estación maestra*).
- Equipo de comunicación (*vía ondas de radio, microondas, telefónicas, etc*).
- RTU's (Remote Terminal Units), Unidades terminales remotas, (*localizadas en subestaciones, primarios, etc.*)
- Equipo de interfase (*transductores, transformadores de potencial, de corriente, relés de interposición, etc*).¹⁷

Las funciones realizadas por este sistema serán analizadas posteriormente.

2.1.4 APLICACIONES DE LOS SCADA.¹⁴

a) Utilidad Eléctrica.- El sistema SCADA ayuda a los operadores a controlar y monitorear todos los aspectos de las redes eléctricas, tanto para generación de potencia, como redes de transmisión y distribución; de modo de optimizar la distribución de energía y minimizar los costos de operación; además son diseñados con una arquitectura abierta, lo que significa que puede crecer si la red se expande.

Se incluyen funciones para la planificación de la

producción, mantenimiento preventivo, aspectos de seguridad, eficiencia en el manejo de las redes, optimización de los costos de operación, etc.

b) **Aplicación en el manejo de petróleo y gas.**— El SCADA posee funciones de aplicación para la extracción, refinamiento, transportación y distribución de petróleo y gas, desde los campos de producción y a través de redes de tuberías.

Como ejemplo de estas funciones podemos citar: planeamiento de producción, mantenimiento preventivo, aspectos de seguridad, manejo económico de la red, optimización de los costos de operación, etc.

c) **Aplicación en el abastecimiento de agua.**— El SCADA puede manejar todo lo referente a la red de suministro de agua, además la recolección de la misma, su tratamiento y distribución, de la manera más eficiente.

Las funciones de aplicación cubren la demanda y proyección del flujo de agua, análisis de redes hidráulicas y manejo de reservorios.

d) **Aplicación en la distribución de calor.**— Modernas plantas incluyen esquemas de distribución de calor, en los que se utiliza el SCADA para monitorear y controlar estos sistemas. Se conserva la energía por la utilización solamente del calor necesario, se monitorea la presión,

válvulas de paso, etc.

e) **Aplicación en vías férreas.**— Se realiza el monitoreo y control de las plantas que suministran la energía eléctrica a los trenes o a otros sistemas de transportación eléctricos. Debido al movimiento de los trenes, la carga cambia instantáneamente, lo que requiere facilidades en el monitoreo. Permite también realizar las maniobras necesarias para las diferentes secuencias de switcheo a que están sujetos estos medios de transportación.

2.2 FUNCIONES BASICAS.

En la actualidad, los sistemas SCADA, son diseñados de una manera estandarizada por las diferentes compañías fabricantes de estos sistemas (ABB, LANDYS & GYR, ETC); de modo que puedan adaptarse a las necesidades de los diferentes usuarios.

El uso actual de los sistemas SCADA se especifica por parámetros definidos en la base de datos, poseen conceptos generales en cuanto a hardware y a software, proveyendo a los usuarios de un grupo de funciones flexibles, disminuyendo los costos, incrementando la confiabilidad del sistema y haciendo seguro el desarrollo y la implementación del proyecto.

La flexibilidad mencionada anteriormente se ha

logrado con la implementación de dos objetivos de diseño:

a) Modularidad.- La totalidad de los conceptos de software se los subdivide dentro de módulos funcionales, de modo que se puede compilar fácilmente lo necesitado por cada usuario.

b) Parámetros de control.- La flexibilidad se controla por parámetros definidos en la base de datos. Realizando una reprogramación los parámetros pueden ser especificados o cambiados, adaptándose así a los módulos estándares para cada requerimiento. 13. 18

Las funciones básicas que realiza el sistema SCADA son las siguientes:

- a) Adquisición de datos.
- b) Monitoreo de los eventos.
- c) Procesamiento de los eventos.
- d) Funciones de control y supervisión.
- e) Funciones TTD.
- f) Colección y análisis de los datos de disturbios.
- g) Cálculos y reportes.

2.2.1 ADQUISICION DE DATOS.

Los datos son tomados de los diferentes componentes del sistema (*plantas, subestaciones, alimentadores, etc*); por medio de la interfase y a través de la RTU y son enviados automáticamente, *por algún medio de comunicación*

y con la ayuda de los sistemas FRONT-END, a la estación maestra, provista de los recursos computacionales necesarios para almacenar y depurar esta información (*figura 2.2*). 20

Existen datos que no se toman automáticamente, sino más bien pueden ser calculados o ingresados manualmente, por ejemplo si se tiene datos de los valores de MW y MVAR, se calcula los valores de los MVA.

Los datos a adquirirse del sistema pueden ser de las siguientes clases:

- a) Valores medidos.
- b) Valores de estado.
- c) Valores de energía.

2.2.1.1 VALORES MEDIDOS.

Entre los principales valores medidos se encuentran los valores análogos entre los que se tiene: corrientes de carga en líneas y transformadores, potencias activa y reactiva, voltajes de barra; estos valores se toman de los instrumentos de transformación del sistema, por medio de transductores (*figura 2.3*). Estos convierten las salidas de los instrumentos de transformación en voltajes y corrientes DC, que son aceptados por las unidades terminales remotas del sistema SCADA, sus salidas son señales de baja energía proporcionales al voltaje de línea o a la corriente de fase .

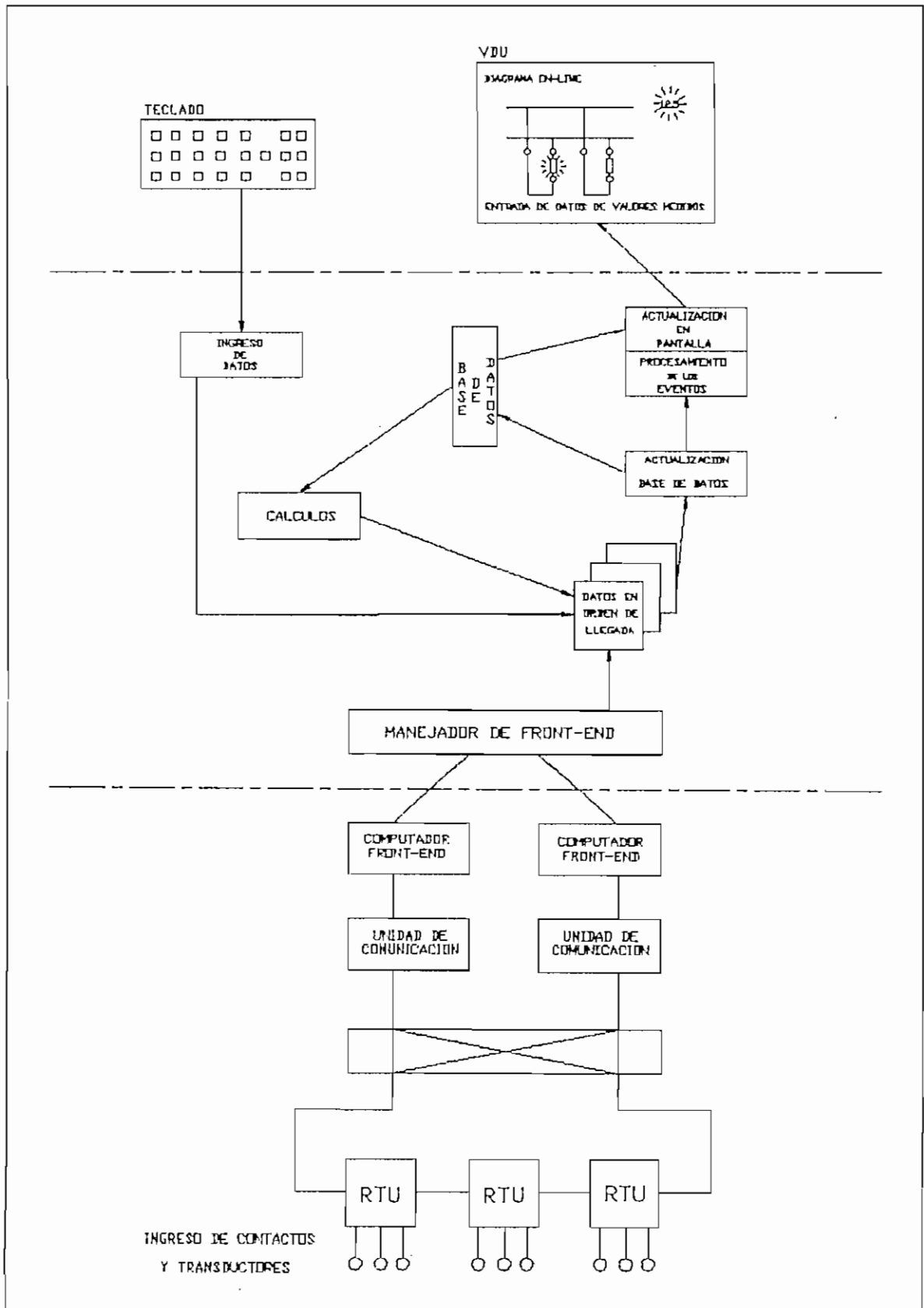


Figura 2.2.- Adquisición de datos del sistema.

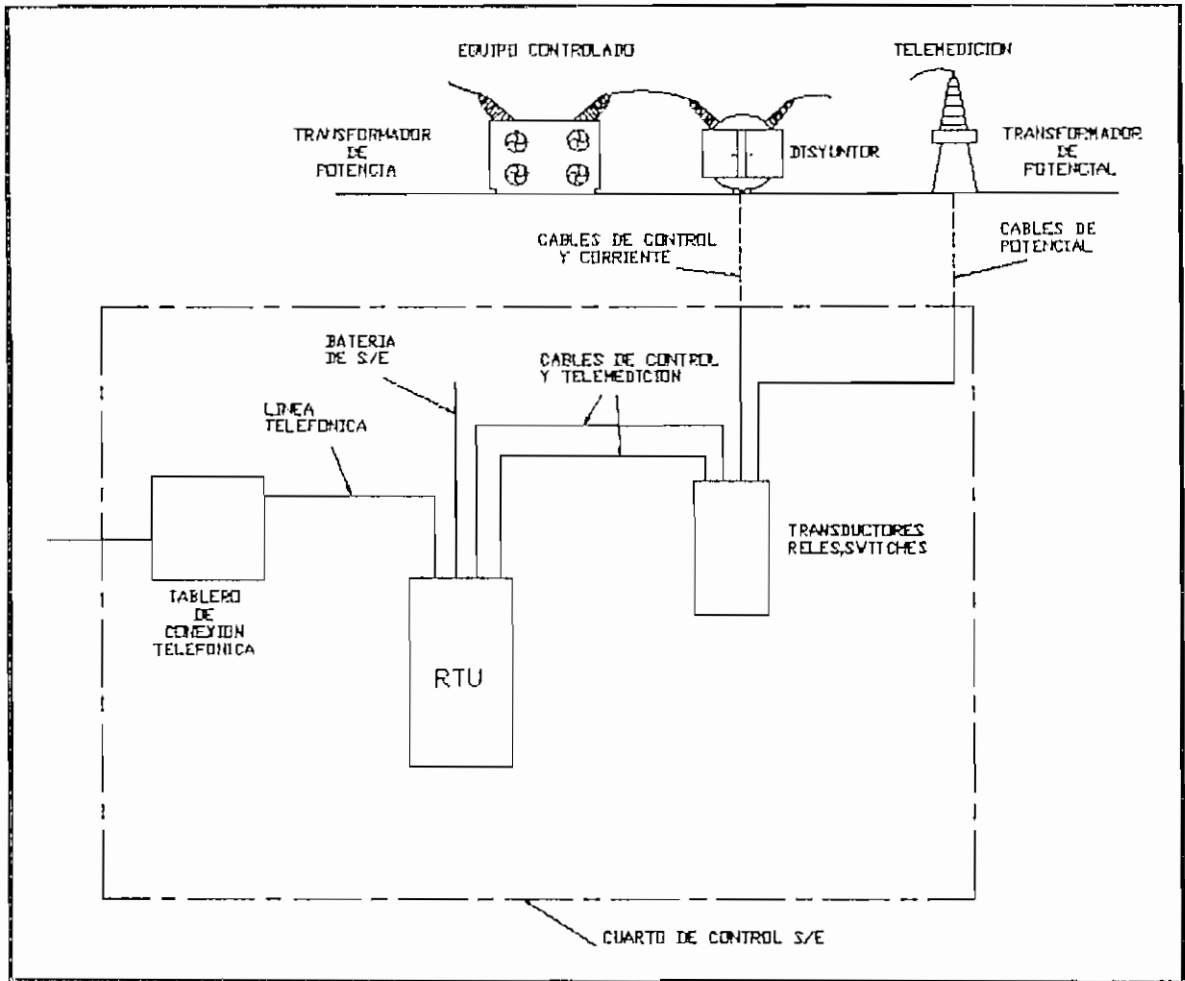


Figura 2.3.- Interfase de medida en el Sistema SCADA

Se lleva las salidas de los transductores a conversores A/D (análogo/digitales), que convierten la señal análoga a la forma digital binaria (*proceso que ocurre en las RTU*), para posteriormente ser enviados a la estación maestra. 17

Precisión de valores.

Los valores son disminuidos en su valor real y pasan por diferentes instrumentos antes de llegar a la estación maestra, lo que afecta a la precisión de las cantidades

transmitidas. Así existen errores en los instrumentos de transformación, que al igual que los transductores, tienen determinados niveles de precisión; además se debe tomar muy en cuenta las especificaciones de los conversores A/D e incluso una fuente de error puede ser el desbalance de las fases.

A más de estos factores, las cantidades analógicas se ven afectadas también por el ambiente nocivo en que se encuentren los equipos de los que se tomaron los datos, por ejemplo el efecto del ruido electrónico, que causa rebotes alrededor del valor de estado. El ruido también puede afectar haciendo que se produzca una alarma errónea. Puede ser minimizado, por ejemplo, con un correcto aislamiento entre las entradas analógicas y las RTU.

Esta relación entre los valores medidos y los valores reales merece una especial atención por parte de los fabricantes de los sistemas SCADA, que fijan adecuados límites de precisión. 15

Escalamiento.

En los sistemas SCADA la transición de los datos medidos del sistema eléctrico a los VDU en la estación maestra, sufre un proceso que contiene muchos pasos de escalamiento. Los parámetros del sistema eléctrico son escalados primero por los transformadores de corriente y

potencial, luego por los transductores y luego por los conversores A/D de las RTU's ; cada uno de estos pasos tiene sus propias constantes de proporcionalidad . Ya en la estación maestra, los datos son operados por una o más constantes para convertir los datos transmitidos a valores aceptables por el usuario y que puedan mostrarse en los monitores de las computadoras.

La eficiencia de la medición de los SCADA, puede ser afectada seriamente por el escalamiento de las cantidades. Dicho escalamiento debe tomar en cuenta los valores mínimos, normales y máximos.

Para minimizar los errores se debe realizar un balance óptimo del escalamiento entre las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de potencial, los rangos de los transductores y los conversores A/D; se debe seleccionar razonablemente los factores de escalamiento y rangos.

Se pueden seleccionar rangos y factores de escala como por ejemplo: +/- 1Mw, +/- 1 MVAR, 1Kv, o 1A. También algunos usuarios insisten en que el formato de transmisión deba contener el escalamiento de las cantidades representando "unidades de ingeniería", este concepto produce datos transmitidos en los cuales el código binario representa las cantidades primarias en Mw, MVar, Kv, A, etc. Esto tiene la ventaja de reducir los factores de escala y facilitar la interpretación de los

datos transmitidos. Estas técnicas reducen el número de cálculos del computador de la estación maestra. 15

El escalamiento es en general lineal, pero en ocasiones se requiere un escalamiento no lineal. El escalamiento se implementa comúnmente como una función del sistema de base de datos, lo que significa que los valores son escalados cuando se recuperan de la base de datos y no cuando se almacenan ahí. Esto es lo más común, aunque existen procesadores llamados front-end, en donde los valores ya escalados se almacenan en la base de datos. 16

Técnicas en la adquisición de datos análogos. 15

Para reducir los requerimientos tanto en el aspecto computacional como en el de las comunicaciones, se han introducido dos técnicas:

a) Reporte por excepción.- Donde las RTU's periódicamente sacan una muestra de los valores análogos, los comparan con los últimos valores reportados, y reportan a la estación maestra solamente si se ha excedido un determinado ancho de banda (*valores límites*). Esto ofrece una potencial reducción de los recursos computacionales y de comunicaciones.

b) Proceso por excepción.- Donde las RTU's reportan periódicamente cada valor análogo, pero uno o más

procesadores front-end (*situados en la estación maestra*), compara cada valor con el último valor procesado y da paso al mismo, solamente si se excede un determinado ancho de banda. Lo que resulta en una potencial reducción de los recursos computacionales. Siendo esta técnica la más utilizada.

2.2.1.2 VALORES DE ESTADO.

Los valores de estado provienen a menudo del estado de los disyuntores, seccionadores, reconectadores, señales de alarma y otra variedad de funciones ON-OFF en un sistema eléctrico. Estos valores se originan de contactos mecánicamente actuados por los aparatos monitoreados y que ingresan a las RTU's directamente o a través de relés de interposición. En ocasiones los valores de estado se derivan directamente de los contactos auxiliares de los equipos.

Normalmente los valores de estado son simples (*de 1 bit*) y dobles (*de 2 bit*). Los valores dobles se usan para disyuntores, seccionadores y otros aparatos de dos estados, en donde un bit representa el contacto cerrado y el otro bit el contacto abierto. De este modo se detecta la presencia de valores falsos, por ejemplo combinaciones 00.

En la *figura 2.4* se observa los contactos auxiliares de un disyuntor, en donde una combinación de un grupo de

contactos normalmente cerrados, indican si el aparato se monitorea en una posición (por ejemplo abierto) y otro grupo normalmente cerrado indica la posición opuesta (por ejemplo cerrado).

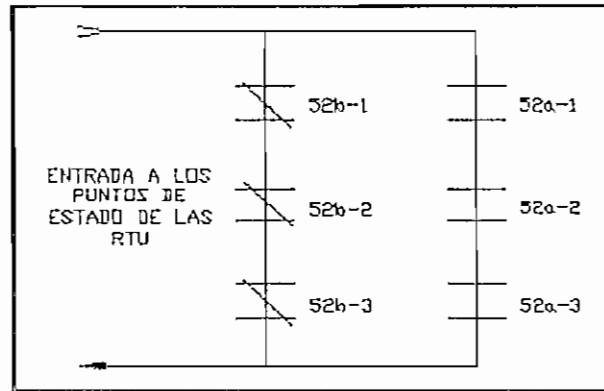


Figura 2.4.- Valores de estado en un disyuntor

Los valores de estado se transmiten cuando ocurre un cambio de estado.

Existen también valores de estado de tres bit, donde el tercer bit indica si ha existido una rápida secuencia cierre-apertura-cierre entre un ciclo de examinación. 15.

16

2.2.1.3 VALORES DE ENERGIA.

Entre los valores de energía se tienen principalmente los Kw-hora y los KVars-hora; que provienen principalmente de salidas de generación, cargas de los consumidores, etc.

Los valores de energía son obtenidos por contadores

de pulsos, que se basan en la grabación del conteo de las revoluciones que da el disco de un medidor de energía (por ejemplo un watímetro). Un grupo de contactos se abre o se cierra en proporción directa a la rotación del disco, antiguamente en forma mecánica y ahora con optoacoplamiento; cada contacto transfiere un pulso que representa un incremento de la energía medida por el medidor de energía.

El conteo de pulsos involucra dos registradores: un contador continuo y un registrador a intervalos de tiempo. El intervalo de tiempo es en general de una hora. Cuando la hora termina se inicia una transición desde el contador al registrador. Un comando de la estación maestra hace que el conteo de pulsos sea congelado (*Freezing*), transmitiendo los datos al maestro, luego de lo cual el registrador es seteado a cero, para empezar el próximo período. Este comando es sincronizado con el reloj de la estación maestra. La precisión depende, por lo tanto, de la sincronización conteo-congelamiento.

Algunas RTU's son capaces de dar comandos de congelamiento y de almacenar pulsos, por medio de un reloj interno o externo. 15. 16

2.2.2 MONITOREO DE LOS EVENTOS.

Los datos del sistema eléctrico se monitorean en base al chequeo de los valores calculados y colectados,

para asegurar que se encuentren dentro de los límites permisibles y en base al chequeo de los valores de estado, para detectar cambios.

La violación de los valores límites y los cambios en los valores de estado, se definen como *eventos* y resultan en la activación de las funciones de *procesamiento de los eventos*.

Se pueden monitorear los siguientes eventos:

- Monitoreo del estado.
- Monitoreo de los valores medidos.
- Monitoreo de la tendencia.

2.2.2.1 MONITOREO DEL ESTADO.

Cada valor de estado colectado o calculado se compara con el valor previo que se almacenó en la base de datos. Cuando el valor cambia se genera un evento, definido por el antiguo y por el nuevo valor.

Cada nuevo valor de estado se monitorea comparándolo con un grupo previo de valores normales, creándose así un estado de operación normal o anormal del aparato que se usa para la presentación en los VDU al operador.

Los eventos causados por cambio de estado, se especifican generalmente con un retraso en un cierto

número de segundos para dar al proceso una posibilidad de estabilizarse antes de reportarlo al operador. Esto se usa para suprimir una señal de alarma transitoria o posiciones intermedias en aparatos de dos estados (*figura 2.5*) . De no existir este retraso, el operador sería notificado, por ejemplo, de un estado 00 de un seccionador.

Diferentes retrasos de tiempo se especifican para diferentes valores binarios de estado (00, 01, 10, 11).

18. 20

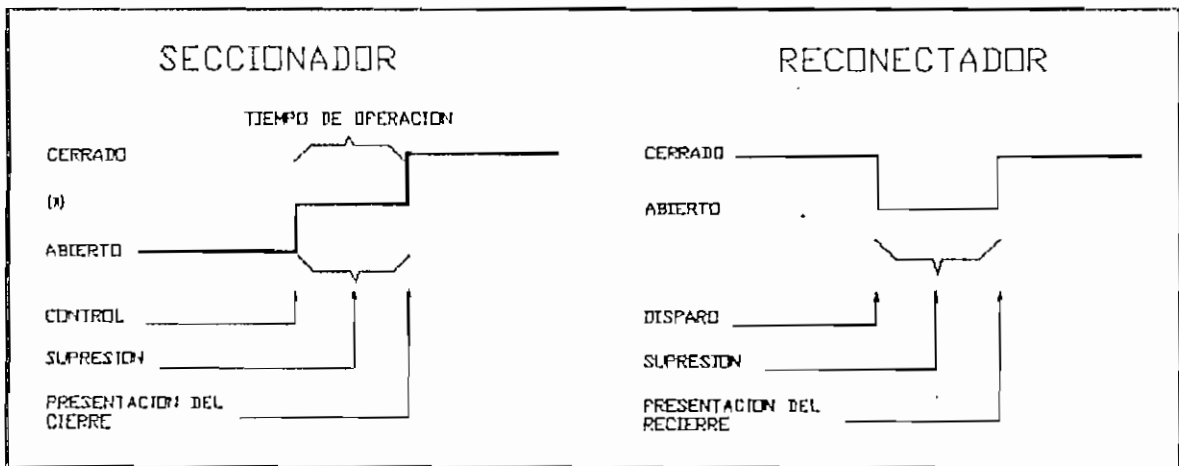


Figura 2.5.- Retraso en el monitoreo de estado

2.2.2.2 MONITOREO DE LOS VALORES MEDIDOS.

Cada valor medido se compara con un grupo de valores límites. En la (*figura 2.6*), se ilustran los límites que se pueden introducir en ambos lados de un valor típico o razonable.

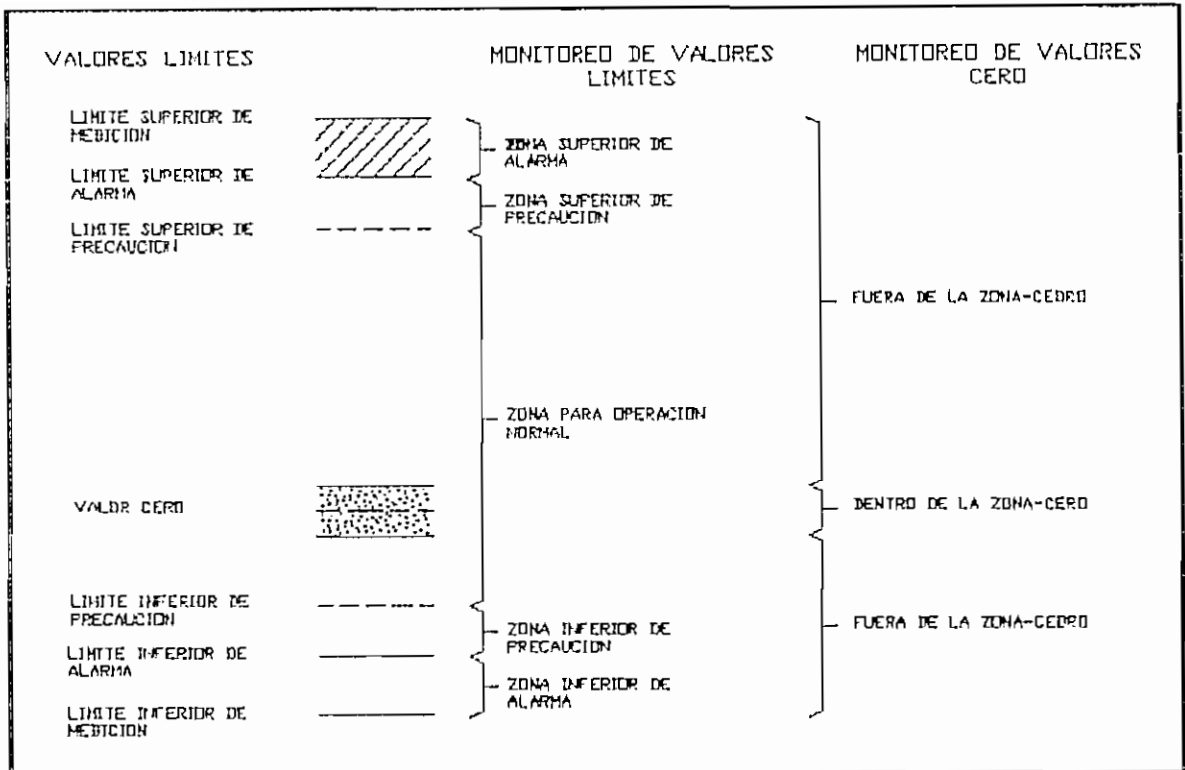


Figura 2.6.- Zonas y estados para el monitoreo de valores límites

Algunos límites posibles son:

- Límite superior e inferior de valores razonables, que se usa para especificar el área donde pueden aparecer valores razonables. Se usa para sistemas en términos de bits, así conversores A/D, protocolos de comunicación, etc.

- Límites superior e inferior de alarmas, usado para especificar límites de operación del objeto. La violación de un límite de alarma, resulta en un mensaje de alarma que se notifica al operador.

- Límites de precaución superior e inferior, que se usan para prevenir al operador, de modo que intervenga antes de que se viole un límite de alarma.

- Límite de valor cero, se usa para especificar un ancho de banda alrededor del valor cero. cuando un valor aparece dentro de esta banda puede ser considerado como de valor cero. Un paso dentro o fuera de la zona de cero, origina un evento en el sistema.

El monitoreo de los valores límites se lo puede hacer en forma centralizada o localmente.

Cuando se hace en forma centralizada, en la estación maestra, generalmente se ejecuta en combinación con la actualización de los valores en la base de datos. La violación de un límite, resulta en una actualización del estado en la base de datos, reflejando la zona actual para el valor y generando un evento.

Los valores medidos se monitorean con un ancho de banda relacionado al límite, para prevenir la activación o el procesamiento de los eventos en respuesta a fluctuaciones menores de los valores medidos alrededor del límite. (*figura 2.7*).

Los límites se especifican individualmente para cada punto de medida y pueden ser fácilmente cambiados por los operadores vía VDU's.

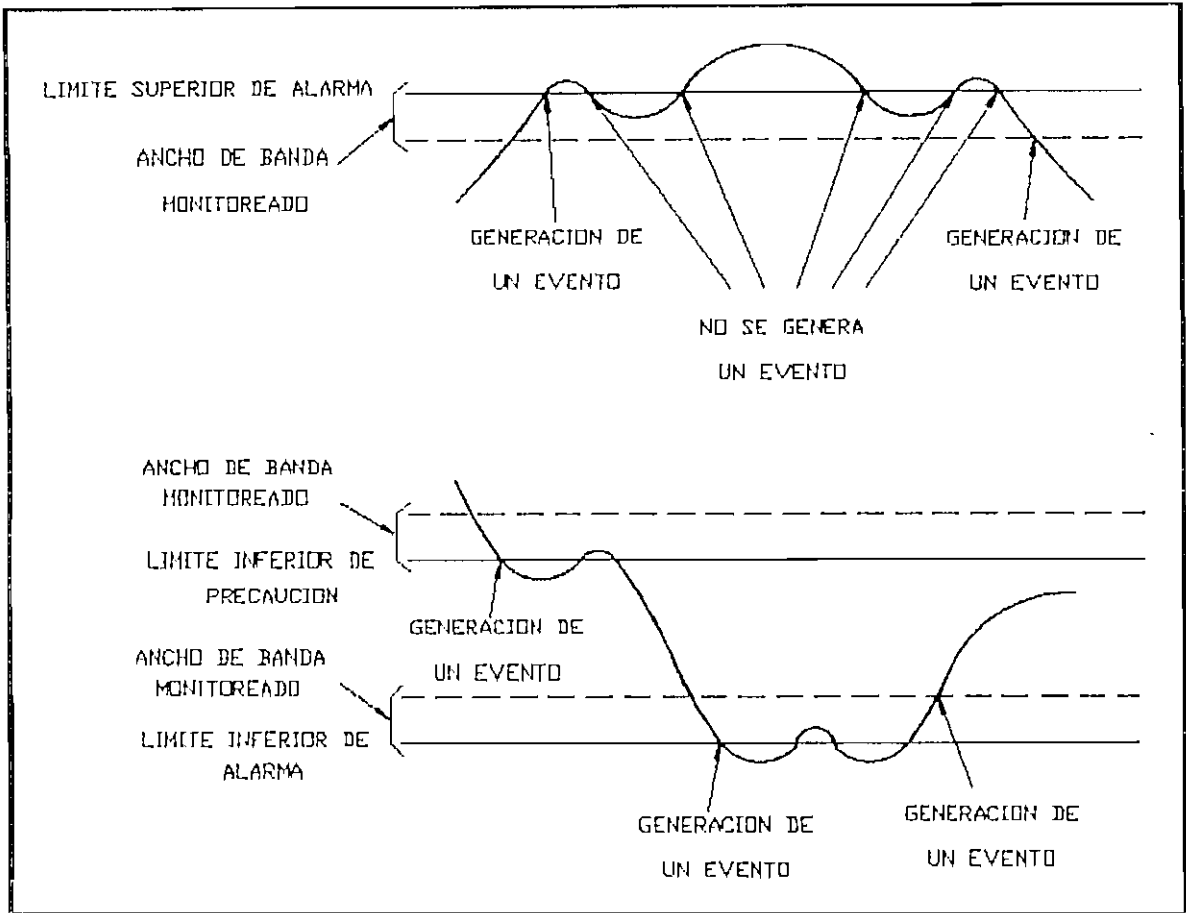


Figura 2.7.- Monitoreo de los valores límites de manera centralizada

El monitoreo de manera local, se lo realiza en las RTU's y de manera similar al caso anterior. La violación de los límites se la reporta a la estación maestra, por medio de la red de comunicación de datos, se almacenan en la base de datos y se genera un evento.

Para el caso de los valores medidos, también se implementa un retraso de tiempo, de manera similar que en el caso de los valores de estado, como se observa en la figura 2.8. 20

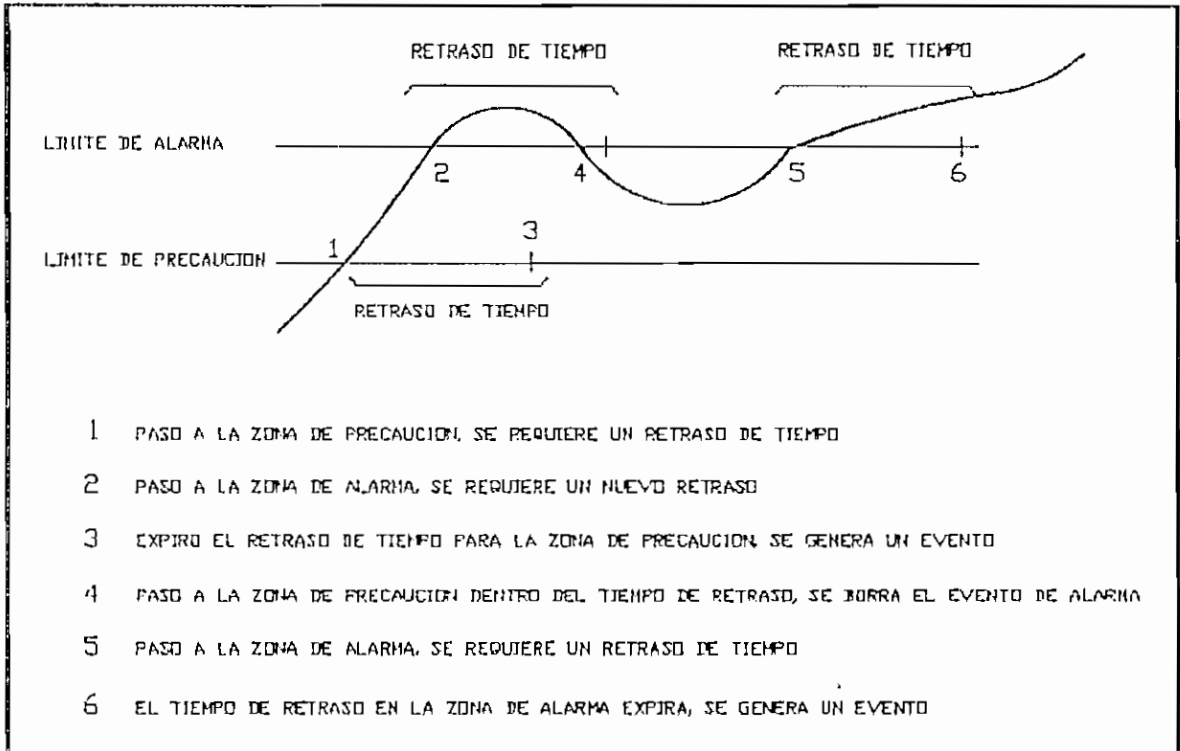


Figura 2.8.- Retraso de cambio de estado para valores medidos

2.2.2.3 MONITOREO DE LA TENDENCIA.

El monitoreo de la tendencia, se usa cuando se monitorea valores específicos, por ejemplo, si se tiene duda en qué dirección se está moviendo un valor y en qué grado un valor está cambiando.

Hay muchas maneras de monitorear la tendencia en los valores medidos así por ejemplo:

- Detección de la velocidad de cambio, para detectar la tendencia.

- Presentación de los valores en curvas. A menudo esta presentación se combina con alguna clase de

algoritmos de extrapolación. Un ejemplo lo tenemos en la predicción de carga. 18

2.2.2.4 ATRIBUTOS DE LA CALIDAD DE LOS DATOS.

Todos los datos colectados y las funciones de monitoreo, hacen que exista un grupo de señales asociadas con el dato individual. Estas señales constituyen los atributos de la calidad de los datos, siempre asociados con el dato individual, luego de que éste se ha presentado en los VDU's y en varios tipos de reportes.

Un atributo de la calidad, puede determinar el color y la presentación dinámica en los VDU's. Algunos atributos usados comúnmente son:

- No actualizado/actualizado, adquisición de datos/manual/calculado.
- Fuera de límite, razonable/alarma/precaución/cero.
- Estado de alarma.
- Alarma por contestar.
- Estado normal/anormal. 18

2.2.3 PROCESAMIENTO DE LOS EVENTOS.

Un evento se define como un cambio en el estado del sistema eléctrico, detectado por la función de monitoreo. Pero también el cambio puede ser causado por una variación en los procesos propios de control o por

acciones del operador. El procesamiento de los eventos resulta en un cierto estado que se asigna a los eventos, implica el agrupamiento y la clasificación de los mismos, los cuales se reportan al operador a través de la presentación en VDU's, impresoras, diagramas mímicos, etc.

La presentación de los eventos al operador debe dar una visión detallada y seleccionada del estado de los eventos en el sistema eléctrico.

La figura 2.9 da un ejemplo de como se pueden agrupar y clasificar los eventos. 20

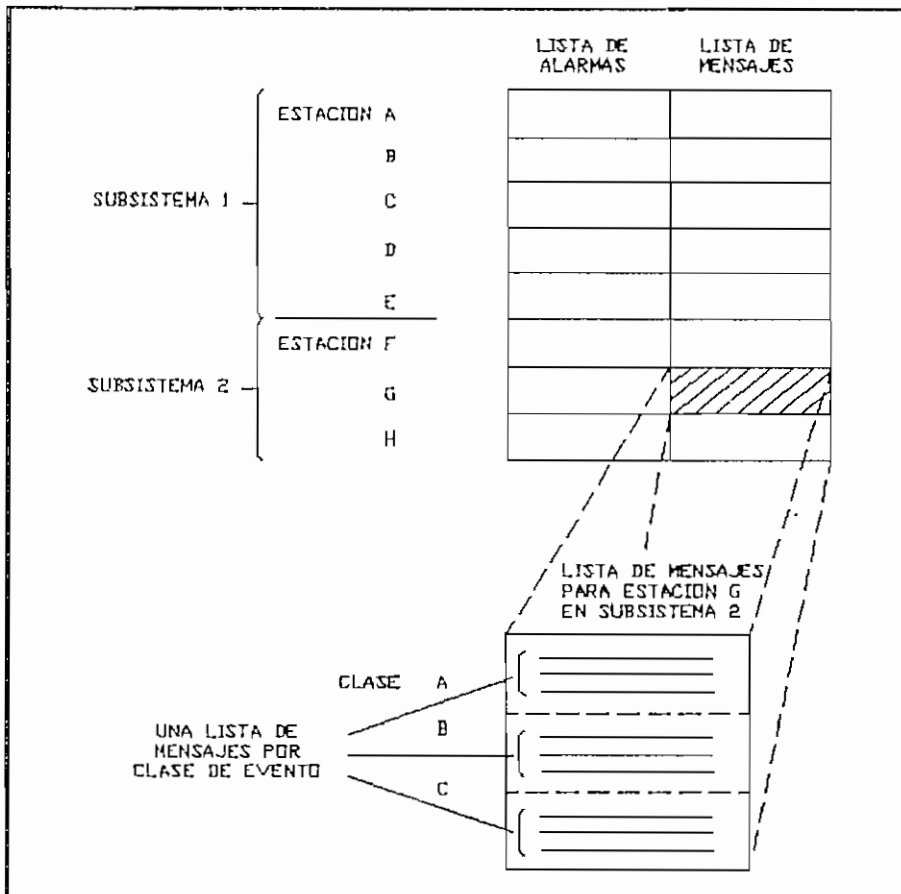


Figura 2.9.- Agrupamiento de los eventos para la presentación.

2.2.3.1 AGRUPAMIENTO DE LOS EVENTOS.

Los eventos se almacenan en la base de datos del sistema en orden cronológico y de modo que el evento más reciente siempre reemplace al correspondiente anterior.

El agrupamiento de los eventos se realiza con atención a:

- Subsistemas y estaciones.
- Posiciones relativas del evento.
- Clase de evento.

Subsistemas y estaciones.- En la base de datos, se marca la identificación de un subsistema y de una estación.

A cada evento se le asigna el mismo subsistema y estación que los datos. Por ejemplo: evento para la estación G en subsistema 2 (*ver figura 2.9*)

Posiciones relativas del evento.- La función de procesamiento de los eventos analiza los eventos y asigna una o más posiciones para cada evento. Cada posición refleja la forma en que el evento se presenta al operador.

Pueden existir algunas posibilidades de presentación como:

- Alarmas por contestar.- Se las presenta en

una lista de alarmas y/o, en diagramas on-line, con especiales características del color y brillo, una vez que el operador las reconoce las desactiva.

- Alarmas persistentes.- Se las presenta en una lista de alarmas y en diagramas on-line; las alarmas permanecen hasta que el estado de alarma del sistema desaparezca o sea inhibido.

- Mensajes.- Se los presenta en la lista de mensajes de los eventos en los VDU's. Por ejemplo, pueden ser explicativos de las alarmas (ver figura 2.9)

Si los eventos pertenecen al sistema eléctrico, pueden provenir de un dato de estado o de un dato medido.

Para los datos de estado * se presentan uniformemente los eventos para cada grupo de objetos así por ejemplo, señales de falla, señales de operación, etc.

Para los valores medidos ** se hace la presentación en forma similar a los valores de estado, agrupando los eventos para cada violación de límite (dentro o fuera de las zonas de alarma, de las zonas de precaución, etc.).

Si los eventos pertenecen al sistema de control, se

puede realizar el procesamiento de los eventos que ocurran en el sistema de computadoras, el interfase hombre-máquina, el sistema de adquisición de datos, etc.

Clase de evento.- Los eventos se clasifican en listas diferentes en los VDU y se ordenan según sus propiedades especiales que determinan la prioridad.

Entre las propiedades tenemos:

1) Tipo de dato.- Se determina en la base de datos; ya sea valor medido, de estado, etc.

2) Clase de punto.- Se asigna para cada valor medido y cada valor de estado, por ejemplo si es un voltaje, una corriente, etc.

3) Código de razón.- Se usa para clasificar al evento de acuerdo a la razón, al por qué del evento, por ejemplo evento espontáneo, respuesta a un comando de control, etc.

Prioridad del evento.- La prioridad se determina por una combinación de las clases de puntos y de los criterios del por qué del evento. Como se puede observar en la *figura 2.10*.

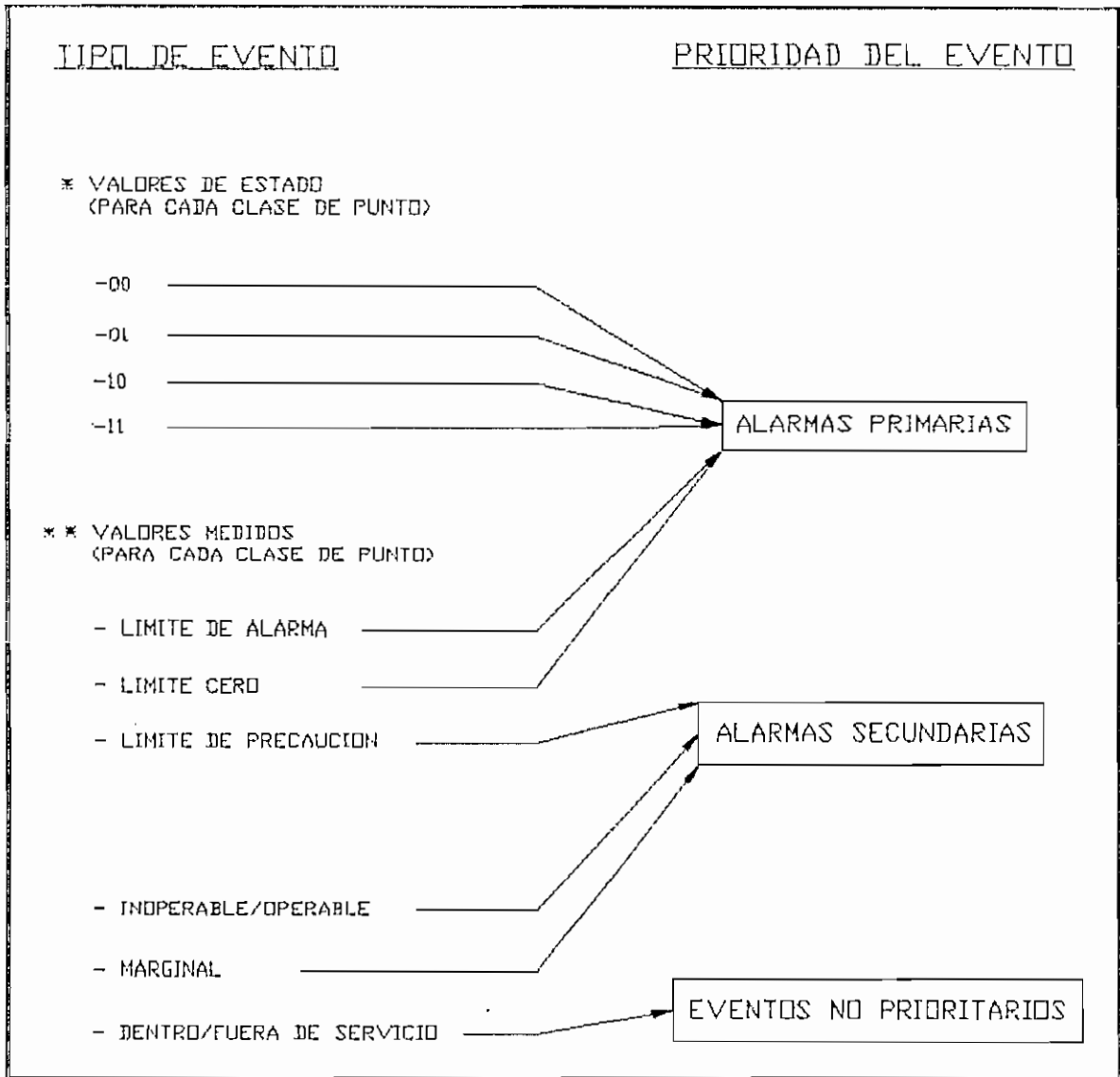


Figura 2.10.- Ejemplo de la determinación de la prioridad de los eventos.

2.2.3.2 SEPARACION FISICA DE LOS EVENTOS.

Algunas veces para prevenir el abundante almacenamiento de datos, es posible separar físicamente los eventos para cada subsistema y para los sistemas de control, en diferentes unidades de computación.

La división del almacenamiento de los eventos en áreas separadas físicamente, se debe también considerar cuando se ha implementado una estricta separación de las facultades del operador sobre la consola de operación.

Conteo de los eventos.

La función de procesamiento de los eventos, provee el conteo de las alarmas por contestar y de las alarmas persistentes. Se usa para la presentación de un sumario de alarmas en pantalla, reportes o diagramas mímicos.

Iniciación de funciones.

Un cierto número de funciones se inicia cuando ocurre un evento así:

- Actualización de la información presentada, por ejemplo en los VDU's, diagramas mímicos, impresoras.
- Iniciación de procesos de cálculo u otro tipo de procesos estadísticos.
- Iniciación de procesos para el análisis de disturbios.

20

2.2.4. FUNCIONES DE CONTROL Y SUPERVISION.

2.2.4.1 CONTROL DEL SISTEMA ELECTRICO.

Las funciones de control del sistema eléctrico se agrupan dentro de cuatro subclases:

- a) Control de equipos en forma individual.
- b) Mensajes de control para equipos de regulación.
- c) Esquemas de control secuencial.
- d) Esquemas de control automático.

a) Control individual de equipos.

Comprende comandos básicos para el manejo individual de los equipos del sistema eléctrico. Así:

- Comandos ON/OFF, por ejemplo para disyuntores, seccionadores.
- Comandos START/STOP, por ejemplo para unidades de generación.
- Selección de modos de regulación manual o automático, por ejemplo para cambiadores de taps de transformadores.

Los comandos de control son ejecutados por los operadores, atendiendo por ejemplo a un evento.

El control de los equipos, resulta en un cambio en el valor de estado. El tiempo de respuesta a los comandos se monitorea, de modo que el cambio ocurra dentro de un tiempo predefinido. Si el tiempo expira, se genera un mensaje de alarma que notifica al operador.

Las funciones de control de los equipos usan los siguientes datos:

Mensajes de control.- Los mensajes de control para todos los equipos que se pueden controlar se definen en la base de datos. Los siguientes parámetros se identifican para cada equipo que se puede controlar:

- Identificación de los subsistemas y subestaciones.
- Modo de operación "chequear antes de operar", que consiste en un software que verifica la validez de la operación antes de efectuarla.
- Códigos para la selección, ejecución y cancelación de mensajes.
- Identificación de salidas de los comandos de las RTU, por ejemplo direccionamiento de tableros, etc.
- Equipos switchables por una vía o dos vías.

Monitoreo de tiempo.- Los tiempos de respuesta a los comandos se especifican por grupos de aparatos:

- El agrupamiento de los equipos permiten diferentes tiempos, debido a los diferentes tiempos de operación de los aparatos.
- Se pueden especificar diferentes tiempos para los comandos ON y para los comandos OFF. 18. 20

b) Mensajes de control para equipos de regulación.

Se lo aplica para equipos en los que se realiza el control de regulación remotamente. Se identifican dos tipos de regulación:

- Regulación por aumento/disminución.
- Regulación por grupo de puntos.

Regulación por aumento/disminución.- Este tipo de regulación se ejecuta con un número consecutivo de comandos de control para el mismo equipo. Cada comando es ejecutado por el operador y se interpreta como un pulso de regulación de cierta longitud para el equipo de regulación, como en los reguladores de generadores.

La regulación por aumento o disminución requiere ser grabada y actualizada en la lista de eventos.

Regulación por grupo de puntos.- Involucra la transmisión de valores de grupos de puntos (voltajes, corrientes), a los equipos de regulación, se ejecuta de acuerdo a los requerimientos del operador.

El grupo de puntos que ingresa se chequea en comparación con límites predefinidos y los valores se transforman a un código adecuado para la transmisión.

La regulación por grupo de puntos, involucra los siguientes datos almacenados en la base de datos para cada equipo regulado:

- Identificación de subsistemas y subestaciones.
- Límites superior e inferior de los grupos de

puntos.

- Último valor del grupo de puntos que fue transmitido al equipo.
- Código para el valor del grupo de puntos a ser transmitido.
- Identificación de las salidas de grupos de puntos de las RTU. 18, 20

c) Esquemas de control secuencial.

El control secuencial permite que una secuencia de comandos de control se ejecuten automáticamente en un orden predefinido, incluyendo chequeos de seguridad y retardos de tiempo.

La función de control secuencial se usa para una variedad de aplicaciones, donde cada secuencia se la diseña de acuerdo a las necesidades de cada usuario. Algunos ejemplos de aplicaciones son los siguientes:

- Conexión y desconexión de las líneas de transmisión a las barras de las subestaciones.
- Cambios en la utilización de la barra, por medio de un switch compartido entre algunas barras.
- Secuencias de comandos ON/OFF para iluminación, equipos de calefacción, etc.

Al empezar o terminar una secuencia de control, se actualiza la lista de los eventos. 18. 20

d) Esquemas de control automático.

Las funciones de control mencionadas anteriormente, son inicializadas manualmente, con excepción de los esquemas de control secuencial. Existen también comandos inicializados automáticamente, representados por lazos cerrados de control.

Un ejemplo es la función de Control Automático de Generación (AGC), a la que se asigna la función de ajustar la salida de los generadores, con el objetivo de mantener la frecuencia en valores fijados y la carga adecuada en las líneas. 18

2.2.4.2 SUPERVISION DEL SISTEMA DE CONTROL.

El sistema de control en sí mismo, ejecuta funciones de monitoreo y reconfiguración. El monitoreo se hace en todos los niveles de configuración del sistema, incluyendo el software. Los resultados del monitoreo se colectan en la estación maestra, donde se presentan al operador por medio del interfase hombre-máquina.

El monitoreo del sistema de control incluye:

-- Monitoreo de las funciones START y RESTART.-- Estas

funciones se utilizan cuando se realiza el mantenimiento o reparación de un computador.

- Monitoreo del hardware y las comunicaciones.- Se realiza el monitoreo automático on-line de las unidades de hardware y de comunicaciones. Se proveen facilidades en el diagnóstico, con chequeos detallados, algunas veces on-line y otras off-line.

- Chequeo de los datos y del software.- El software se puede monitorear de diferentes maneras. Por ejemplo, existen funciones para detectar o impedir que se mire un programa que se ejecuta en la computadora principal o también puede ocurrir el aborto de un programa si se ha requerido una operación no-autorizada.

También se realiza el chequeo de errores en los datos, por ejemplo, si se encuentra un nombre que no se identifica, se genera un mensaje del evento dando su causa, y se termina la ejecución.

Existen además funciones para realizar un mantenimiento, un diagnóstico del hardware, el software, la base de datos, etc

2.2.5 FUNCIONES TTD.

Las funciones Time Tagged Data (TTD), son un grupo de programas y rutinas que se usan para facilitar el

manejo de los datos históricos y para planificación.

Los períodos de tiempo para el almacenamiento de los datos pueden ser hasta de meses e incluso años. Los tipos de datos almacenados incluyen todas las clases de datos colectados y calculados.

Los datos se almacenan en archivos en la base de datos que se pueden optimizar individualmente para obtener tiempos rápidos de respuesta, ya sea para la presentación o para la utilización en canales de memoria.

El almacenamiento de estos datos y las funciones de cálculo permiten realizar cálculos específicos y generar reportes estadísticos acerca de la operación del sistema eléctrico, durante períodos de tiempo apropiados (horas, días, semanas, etc.)

Para realizar todas estas funciones, se utilizan generalmente rutinas de acceso común. La función de estas rutinas de acceso, es traducir la identificación de los valores en tiempo real y del grupo de tiempos usados para el direccionamiento de los datos en los archivos TTD, para así transferir los datos entre estos archivos y los buffers del software. Estas rutinas incluyen también chequeos de seguridad, de modo que no se ejecuten requerimientos erróneos.

Colección de datos históricos.

La colección de datos históricos significa la grabación de los datos de tiempo real, colectados y calculados, en la base de datos como datos TTD. Los requerimientos de los datos históricos, presentan variación en el número de valores, ciclos de tiempo y períodos de tiempo, dependiendo de las diferentes implementaciones. Los datos históricos se usan frecuentemente para propósitos de reporte y en la actualidad es común que el almacenamiento de grandes volúmenes de datos, para varios tipos de estudios estadísticos, se lo haga en computadoras off-line y no en las primarias del sistema de control.

Organización de los datos históricos.

Se la realiza en grupos descritos por un catálogo del valor, un catálogo de tiempo y la disposición del almacenamiento.

El catálogo de valor, se encuentra especificado por la identificación externa de los valores, la referencia de la base de datos sobre los mismos y por una lista de propiedades para estos valores.

El catálogo de tiempo, especifica los tiempos representados en el grupo TTD. La especificación define:

- un número de puntos discretos de tiempo.

- si la diferencia entre los tiempos de almacenamiento es constante
- un tiempo de referencia, etc.

En la disposición del almacenamiento los valores antiguos se destruyen cuando ingresa un nuevo grupo de valores para un nuevo tiempo.

Facilidades en el registro de datos.

Existen facilidades para el registro de los datos, por ejemplo el registro de tiempo crítico que se usa en casos en los que el registro de datos se lo ejecuta a muy alta frecuencia y con un gran número de valores, por lo que la carga del sistema puede ser considerable. Incluye funciones como:

- no ejecución del chequeo de validez
- no se incluyen conversión de formatos, entre otras.

Otra de las facilidades es el registro de valor promedio, donde los valores almacenados finalmente son los promedios durante un ciclo largo. **16.20**

Datos para planificación.

El almacenamiento de los datos para planificación se lo hace en forma similar al de los datos históricos. Los

datos se marcan entonces como un dato futuro o de tiempo.

Para ingresar los valores de planificación, los archivos TTD se abren. Esto se lo puede hacer automáticamente o según los requisitos del operador, en intervalos cíclicos, por ejemplo, cada 24 horas. Conjuntamente con esta apertura se realiza la actualización de los valores.

Estos valores se recuperan de varias fuentes como por ejemplo:

- De los valores del día anterior, de la semana anterior, etc.
- De un catálogo predefinido de datos de planificación.
- De varias fuentes de datos calculados.

La identificación de los valores usados como datos de planificación, también se registra en los mismos archivos TTD. 18.20

Los datos TTD y los eventos se pueden almacenar fuera de la base de datos en archivos secuenciales o en cintas magnéticas. Esto se utiliza cuando existen otras computadoras off-line dedicadas especialmente para reportes estadísticos.

Generalmente todas las funciones de almacenamiento

en cintas magnéticas se las realiza bajo control del operador. 18.20

2.2.6 COLECCION Y ANALISIS DE LOS DATOS DE DISTURBIOS.

Uno de los principales objetivos del control de sistemas eléctricos, es prevenir disturbios en el mismo. Si los disturbios ocurren deben existir funciones que asistan al operador en su seguimiento.

En los últimos años los fabricantes de equipos SCADA, tienen una clara tendencia a incrementar la integración de funciones como grabación de disturbios, así como muchos algoritmos para el análisis, a fin de ayudar al operador del sistema eléctrico.

Grabación de la secuencia de los eventos.

Los cambios de estado, se graban en un orden correcto de tiempo. La resolución en el tiempo, es diferente de acuerdo a los varios tipos de sistemas de control, pero se encuentra en el rango de 1 a 10 milisegundos.

Para realizar una sincronización en el tiempo, es necesario que el equipo de grabación sea equipado con un reloj de precisión, que debe mantenerse sincronizado.

La sincronización se puede hacer de manera

centralizada por medio de mensajes de sincronización de tiempo sobre la red de comunicaciones, o teniendo relojes locales de alta precisión en las subestaciones.

Para lograr una buena sincronización, es preferible usar señales de radio, que se usan para la sincronización de los relojes a través de receptoras de radio locales. (figura 2.11).

Los cambios de estado se reportan inmediatamente, es decir tienen alta prioridad. Los mensajes de la secuencia de los eventos, que se usan para seguimiento y análisis, pueden ser demorados, es decir su prioridad es menor.

Almacenamiento PMR (Post Mortem Review).

La función PMR se usa para registrar los datos relacionados a un disturbio, tanto los datos precedentes como los siguientes al mismo. También se almacena el evento causante de esta grabación.

Los datos para PMR se colectan haciendo una grabación cíclica de grupos seleccionados de valores (grupos PMR) o algunas veces por grabación de todos los valores. El registro de los datos se lo puede hacer de manera centralizada en la computadora principal o de manera localizada en las RTU's.

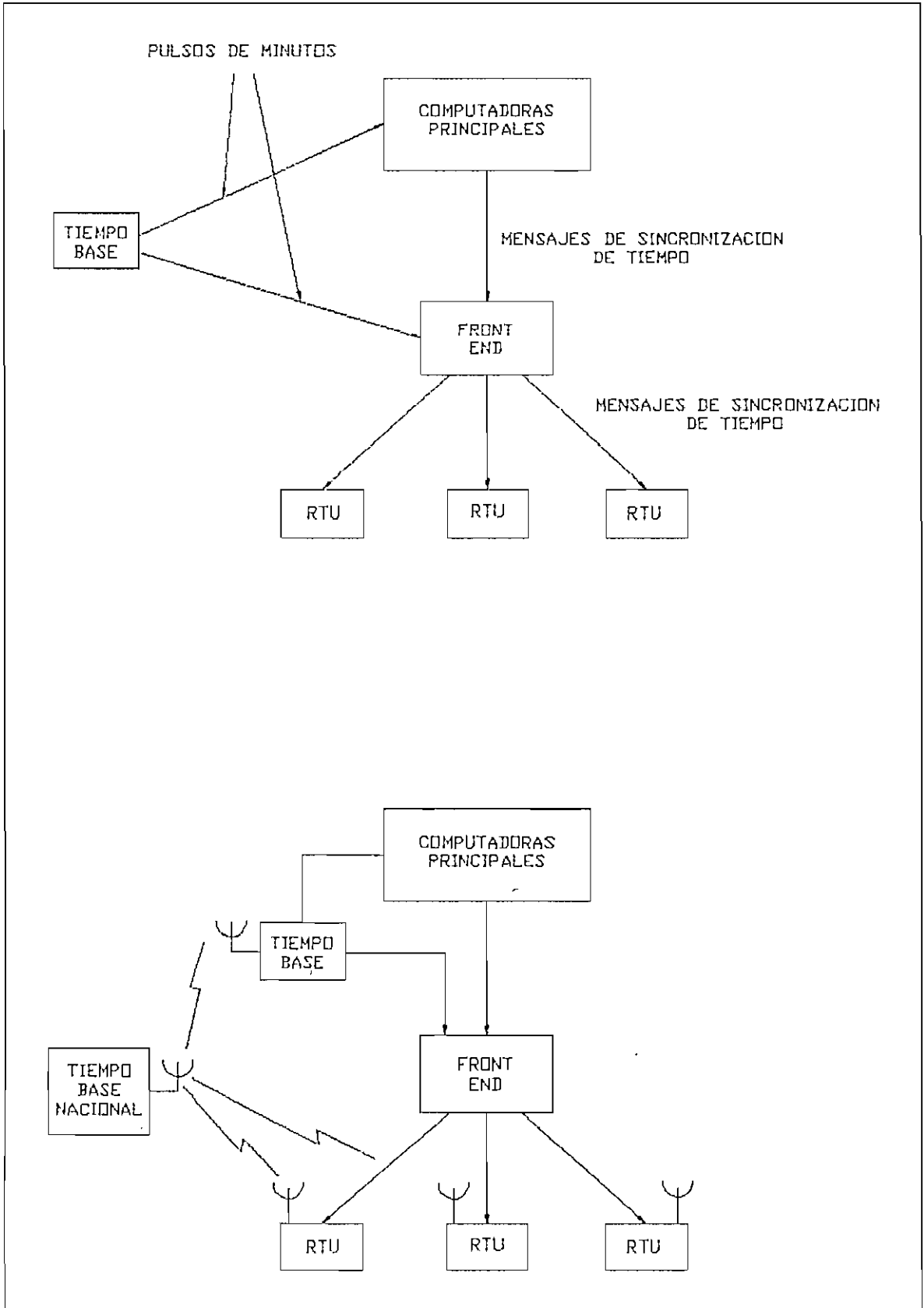


Figura 2.11.- Sincronización de tiempo.

Cuando ocurre un evento, los grupos PMR se graban en áreas específicas de memoria (áreas PMR) y continúan grabándose aún después del disturbio. La forma de iniciarlo es por un cambio de estado, de un valor medido o por un requerimiento del operador, lo que causa el llamado congelamiento del PMR y consiste en el registro de datos en intervalos de tiempo antes y después de iniciarse un evento.

En el caso de registro PMR en las RTU's, se envían los datos a las áreas PMR del computador principal. Luego de que esto se ha cumplido se genera un mensaje en la lista de eventos del sistema, de manera de notificar al operador el hecho.

Los períodos típicos de tiempo para la función PMR de manera centralizada son 10 minutos antes y 5 minutos después del disturbio. Para PMR de manera localizada los períodos de tiempo son cortos.

Los datos PMR se reportan generalmente en VDU's donde se muestra la información de la causa del evento, el congelamiento, el tiempo de ocurrencia y otra información administrativa. 18,20

2.2.7 CALCULOS Y REPORTE.

El sistema SCADA incluye una gran variedad de cálculos ya sea numéricos o lógicos. Para ejecutar los

cálculos de una manera uniforme y simplificada, se ha implementado el software en lenguaje de alto nivel, de manera que el usuario no requiera un conocimiento detallado de la programación de computadoras en tiempo real.

El software incluye módulos para la definición, la ejecución y el mantenimiento de los cálculos.

Cálculos numéricos.

Consiste en operaciones aritméticas sencillas, por ejemplos sumas de potencias. El dato que ingresa y el valor calculado, son valores numéricos. Estos valores se muestran a menudo en reportes. Como ejemplo se tiene:

- Cálculos de balance de potencia y energía.
- Cálculos de potencia auxiliar disponible y costos de producción.
- Cálculos de flujos de agua y contenido de reservorios.

Para realizar estos cálculos el software requiere las siguientes capacidades:

- Realizar funciones aritméticas.
- Permitir chequeos lógicos y de valores.
- Comunicación con la base de datos para tiempo real y para TTD.

- Operaciones matriciales e interpolaciones tabulares.

Los cálculos numéricos son inicializados generalmente en un tiempo predefinido o por un requisito del operador. 18.20

Cálculos de estado.

Implica un cálculo lógico, una combinación lógica de los estados de un grupo de valores de estado. Estos estados totales se usan para la presentación en VDU's, diagramas mímicos, por ejemplo, para determinar el color de una línea o de una barra o para indicar la conexión de las líneas a las barras. El resultado de los cálculos se almacena generalmente como un valor de estado.

Para realizar los cálculos el software también debe incluir aspectos como:

- Chequeo y combinación de valores de estado.
- Ejecución de operaciones lógicas sobre valores de estado.
- Comunicación con la base de datos.

La inicialización de los cálculos de estado puede ocurrir cuando:

- Existe un cambio en un valor de estado.
- Un valor medido va a cero.
- Lo ordena otro cálculo de estado. 18. 20

2.3 ESTACIONES MAESTRAS.

Las funciones principales de una estación maestra son las siguientes:

- Recepción y depuración de los datos adquiridos.
- Supervisión y control del equipo.
- Almacenamiento de información.
- Dar información al operador.

Para cumplir con las funciones mencionadas anteriormente, se deben considerar tres puntos fundamentales: disponibilidad, respuesta de tiempo y facilidades de mantenimiento.

Disponibilidad, respuesta de tiempo y facilidad de mantenimiento.

En un sistema típico SCADA, se debe considerar que la disponibilidad de los elementos críticos debe ser del 99.9% o más.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{tiempo total} - \text{tiempo fuera}}{\text{tiempo total}}$$

Alcanzar el 99.9%, es una meta que obliga a considerar una configuración redundante.

El tiempo de respuesta de operación se define como el intervalo de tiempo transcurrido entre que se solicita una función y se consigue su salida. El sistema debería ser diseñado para dar rápidas respuestas a funciones críticas.

También se debe considerar, la simplicidad en la reparación del software y el hardware, es decir se debe contar con facilidades para el mantenimiento.¹⁵

Para lograr cumplir con estos objetivos existen diversas configuraciones de las estaciones maestras, que son progresivas en complejidad, costo, dimensiones y capacidad para satisfacer los requerimientos.

Componentes principales.

Entre los principales componentes de las estaciones maestras, se encuentran: el cuarto de control, el equipo para el interfase hombre-máquina y los sistemas de computación con su hardware y software.

2.3.1 EL CUARTO DE CONTROL.

Para reducir la posibilidad de errores humanos es absolutamente esencial que el cuarto de control sea diseñado de una manera amigable y confortable, con colores no solamente decorativos sino que **relajen** y faciliten el trabajo de los operadores, diseño **anatómico**

de sillas, mesas de trabajo con el alto correcto y con el suficiente espacio para el equipo necesario, etc.

Los diferentes teclados y controles se deben alcanzar fácilmente con el ángulo correcto y con facilidad de uso en situaciones críticas.

Los VDU's deben ser ajustables para comodidad de los operadores y no deben obstruir la visión de otros elementos de muestreo, deben facilitar la lectura de sus datos, con tamaños y colores adecuados de los símbolos y con una alta resolución.

El equipo auxiliar ya sea de control o de comunicaciones debe estar al rápido alcance del operador.

Una especial atención merece el aspecto de la iluminación, debiendo ser de buena calidad, que evite el cansancio y tratando de disminuir al mínimo los contrastes fuertes y las reflexiones.

En el cuarto de control se deberían utilizar materiales antiestáticos, diseñarlo de modo que se mejore la acústica y lograr un efectivo amortiguamiento de los sonidos, debiendo existir una adecuada temperatura y humedad ambientales.

2.3.2 COMUNICACION HOMBRE-MAQUINA.

La comunicación hombre-máquina es de gran importancia en los sistemas de control basados en modernas computadoras. Pocas funciones son totalmente automatizadas y muchas requieren que el hombre interactúe con los sistemas de computación.

El diseñador de un sistema hombre-máquina, debe conocer como se encuentra la organización de los planes para tomar ventaja de los sistemas de control, cuántos operadores trabajarán dentro del sistema, cómo está repartido el trabajo, etc.

Hoy en día los VDUs multicolores son buenas herramientas para la presentación de información al operador, esta información viene de un grupo de datos colectados y calculados, almacenados en un sistema de base de datos. La información puede ser presentada en formas distintas, como por ejemplo, en diagramas on-line, muestreo tabular, curvas y lista de eventos.

Diálogos.

Esta comunicación se ejecuta a través de diálogos por medio de las consolas, equipadas con VDU's, teclados, impresoras, etc. En el diseño de los diálogos se requiere de seguridad, simplicidad y flexibilidad.

- Seguridad.- Que se satisface con el uso de

chequeos de validez, así por ejemplo la técnica de "chequear antes de operar".

- Simplicidad.- Haciendo diálogos uniformes, fáciles de aprender y recordar, guiando al operador con información óptima cuando la necesite y con una adecuada disposición del teclado .

- Flexibilidad.- Se logra con principios de diseño en los que los detalles de los diálogos se controlen por medio de los datos.

Subdivisión del sistema.

Para poder ejecutar diálogos eficientes (ver numeral 2.3.2.3 a), es necesario subdividir al sistema en partes y clasificar los objetos dentro de estas partes. Estas partes pueden ser:

- Generación, transmisión y distribución.
- Niveles de voltaje de transmisión.
- Regiones geográficas ²⁰

2.3.2.1 LA CONSOLA DE OPERACION.

El diseño de la consola de operación sigue un formato común, aunque se pueden encontrar diversas configuraciones. Los elementos comunes incluyen:

- VDU's.
- Teclado.
- Equipos de control del cursor (mouse, joystick,

etc).

- Equipos de comunicación auxiliar (radio, teléfono, etc). 15. 21

Normalmente existe más de una consola en la estación maestra, a las que se les asigna diferentes responsabilidades. Para facilitar la comunicación con los operadores fuera de la estación maestra se utilizan consolas remotamente localizadas. (ver apéndice II).

Generalmente la comunicación hombre-máquina a través de las consolas remotas, se encuentra limitada a una selección de una parte del número total de las funciones de diálogo y de las facilidades de presentación del sistema. 20

Seguridad en las consolas.

El sistema eléctrico se encuentra controlado por un cierto número de operadores trabajando en diferentes consolas. Para evitar que personas no-autorizadas manejen el sistema, se implementan medios de seguridad como:

- Seguridades especiales en el cuarto de control.
- Llaves para permitir la utilización del teclado.
- Claves para el uso del computador. 16

Asignamiento de las consolas.

Físicamente los VDU's y teclados están conectados a las computadoras principales y de reserva, pero un diálogo en una consola, siempre se ejecutará usando un teclado y un VDU y comunicándose con un computador solamente. El asignamiento de la consola y del VDU a un computador se lo hace por medio de teclas funcionales.

Autorización para cada consola y chequeo.

Cada uno de los operadores tiene sus respectivas responsabilidades, es decir cada consola está autorizada para realizar un cierto número de funciones.

Para evitar la interferencia entre los operadores, debido a ejecuciones fuera de su responsabilidad, se necesita de un chequeo de la autorización.

El principio del chequeo de la autorización es que el sistema total se divide dentro de un cierto número de áreas de autorización, cada una de las cuales se encuentra delimitada por uno o más subsistemas, definiendo la autorización total para la presentación visual y para las acciones del operador.

En el caso en que se requiera una presentación visual o se pretenda realizar una acción que la consola no esté autorizada, se presentará un mensaje de error en

la VDU. 20

Acceso de la consola al sistema redundante.

Todas las consolas normalmente se asignan al sistema de computación primario. Sin embargo cada consola individualmente debería tener la capacidad de ser asignadas al sistema computacional de respaldo, por medio de switches, usando un enlace de datos, o por algún otro método equivalente. 21

Alarmas audibles.

La alarma audible es la forma en que el sistema notifica al operador sobre una situación de alarma. Puede ser mostrada por todo el cuarto de control, pero a menudo cada consola tiene su propia alarma audible. Si el sistema implementa diferentes niveles de prioridades para alarmas, esto puede también ser reflejado en un grupo de alarmas audibles.

Teclado.

Las teclas en un teclado pueden ser divididas dentro de los siguientes grupos dependiendo de la función que resulte, cuando se presiona una tecla:

- Símbolos gráficos y alfanuméricos a ser presentados en las VDU.
- Posicionamiento del cursor para determinar donde

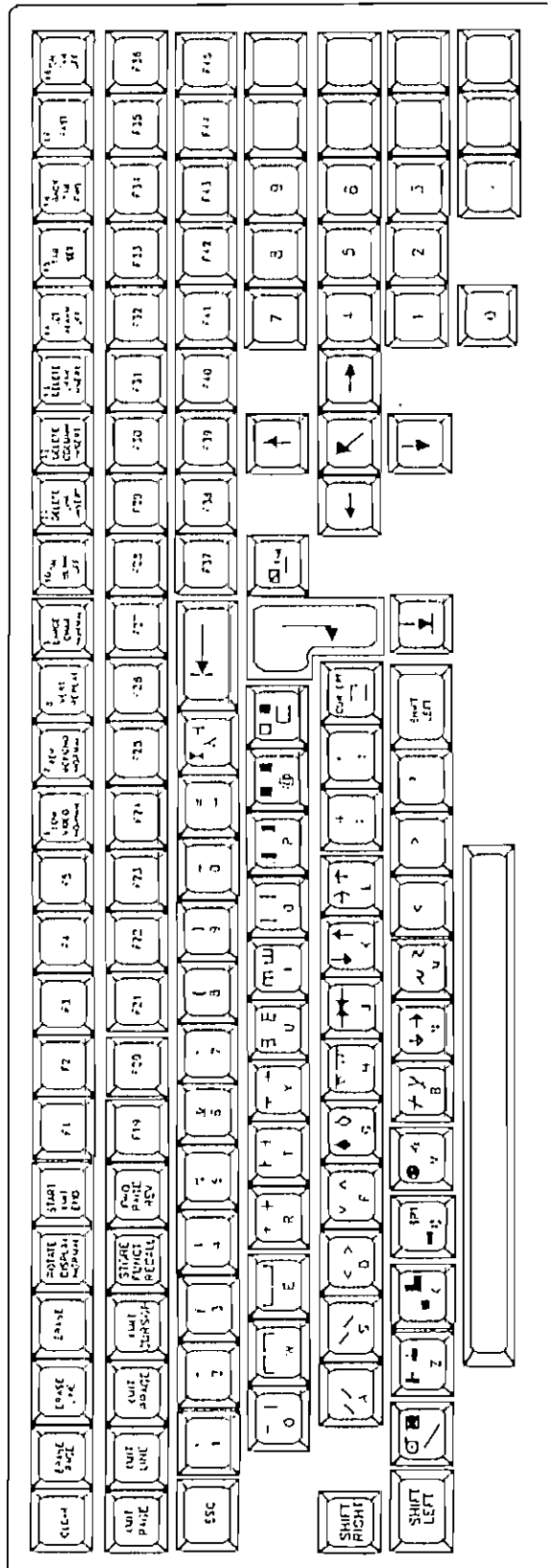
un símbolo debe ser presentado.

- Control de colores y tamaños de los símbolos.
- Control de la dirección de escritura.
- Edición de los muestreos visuales.
- Teclas funcionales para:
 - Asignamiento de la consola.
 - Selección de sistemas y subsistemas.
 - Selección de muestreos visuales.
 - Selección de funciones.
 - Ejecución de funciones.
- Teclas de funciones dinámicas, que son teclas cuyas funciones (*por ejemplo requerimiento de un muestreo visual o una función de start-up*) dependen del muestreo visual presentado, (*por ejemplo: muestreo de las páginas, selección de objetos, etc*). Un ejemplo de teclado lo encontramos en la *figura 2.12*

19. 20

2.3.2.2 PRESENTACION DE MUESTREOS VISUALES EN VDU'S

En los VDU's la información se presenta en diferentes forma, como por ejemplo: diagramas on-line o curvas, listas, tablas alfanuméricas, etc. Además el muestreo puede ser especificado para presentar la información en diferentes niveles de detalle, como por ejemplo: hay muestreos que brindan una visión del estado del sistema eléctrico completo, hay muestreos que permiten una visualización del estado de los relés de protección de un equipo del sistema, etc.



AYDIN ASCII and SPECIAL FUNCTIONS KEYBOARD

Figura 2.12.- Ejemplo de teclado.

Por lo tanto el operador usa más de un VDU y puede estudiar el estado del sistema desde diferentes aspectos simultáneamente. Además debido a la colección de datos históricos es posible muestrear los mismos como que si fueran datos actuales de la operación en tiempo real.

Grandes cantidades de información relacionada (*por ejemplo listas de algunos cientos de eventos*) pueden ser divididas dentro de diferentes páginas en el mismo muestreo. ¹⁸

Un ejemplo de la disposición de la pantalla del VDU y la especificación de los campos disponibles se muestra en la *figura 2.13*.

La presentación en VDU comprende:

- 1.- Elementos del muestreo.
- 2.- Muestreo visual del sistema eléctrico.
- 3.- Muestreo visual del sistema de control.
- 4.- Muestreos auxiliares.

- 1.- Elementos del muestreo. ^{18, 20, 21}

Los VDU se componen de un número de elementos de muestreo, los que son especificados en la base de datos. Los tipos de elementos son:

- a) Información general

- b) Información estática
- c) Información dinámica.

a) Información general:

Consta de:

- Código de identificación del muestreo (*de acuerdo a la región, subsistema, subestación*).
- Número de página y número total de páginas.

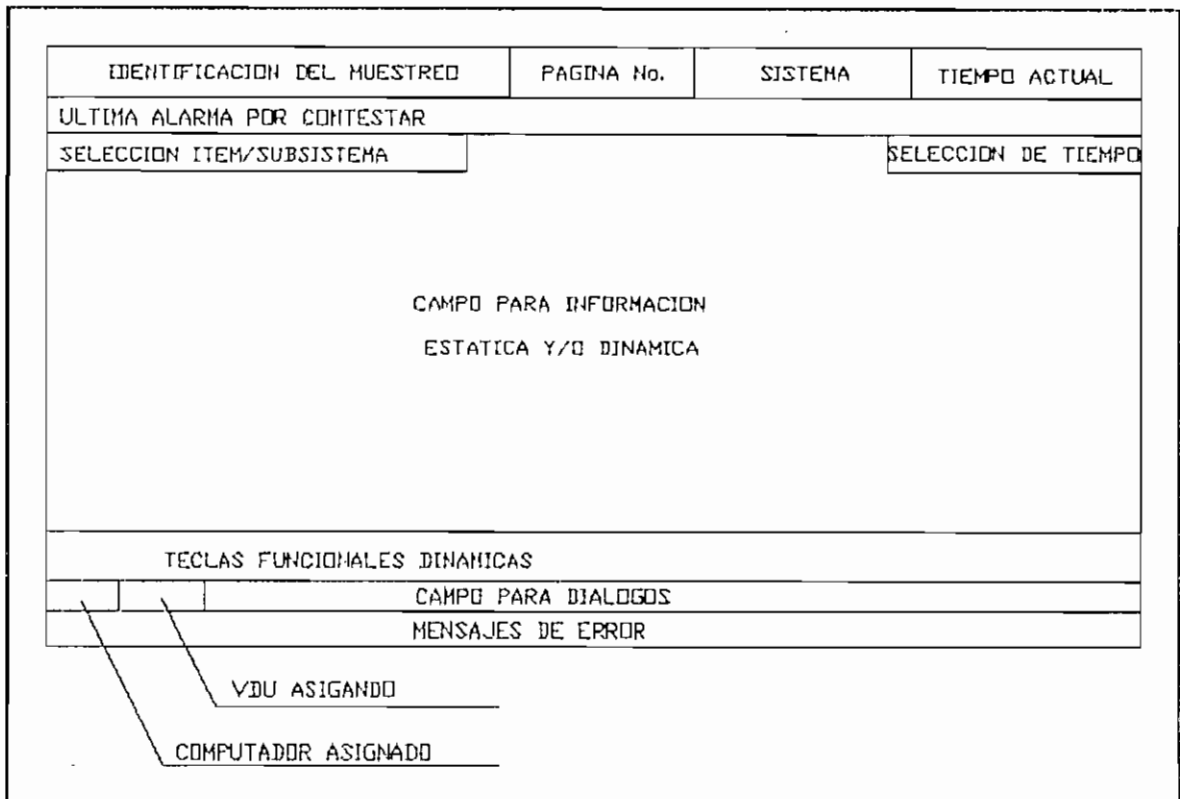


Figura 2.13. Ejemplo de la disposición de la pantalla del VDU.

- Identificación del sistema o subsistema en que se trabaja.

- Tiempo actual.
- La última alarma por contestar.
- Campos para las teclas de funciones dinámicas.
- Computador y VDU's asignado
- Campos de diálogo, que contienen mensajes del computador y caracteres ingresados por el operador durante un diálogo.
- Campos para mensajes de error.

b) Información estática:

Consiste de caracteres alfanuméricos y/o gráficos, que son presentados con los mismos símbolos y los mismos colores durante todo el muestreo. La información estática no se ve afectada por el estado del sistema eléctrico o del sistema de control.

Todos los caracteres (alfanuméricos y gráficos) y los colores implementados en los VDU's se pueden usar en el muestreo de elementos estáticos.

c) Información dinámica:

Es generada por un grupo de puntos dinámicos dependiendo del tipo de información que se va a presentar. A más de los puntos dinámicos hay también elementos dinámicos, tales como mensajes de eventos, que describen todos los eventos en el sistema eléctrico o en el sistema de control.

En la presentación dinámica se tienen:

- c.1.- Puntos dinámicos.
- c.2.- Puntos sensitivos.
- c.3.- Mensajes de eventos

c.1.- Puntos dinámicos.- Como puntos dinámicos se pueden considerar los valores numéricos, textos, valores de estado, etc.; almacenados en la base de datos y que se presentan en campos específicos de la pantalla del VDU. (Ver figura 2.14). Cada punto dinámico requiere una descripción que incluye:

- Localización y tamaño del campo en la pantalla del VDU.
- Referencia de la base de datos para los datos a presentarse.
- Textos y símbolos a presentarse con el tamaño y forma correctos.
- Atributos de calidad para la determinación del color y el tamaño del texto o el símbolo.

A continuación se presenta una descripción de los diferentes tipos de variables presentadas como puntos dinámicos:

Indicadores de estado.- Se usan para mostrar los valores de estado de los objetos. Se pueden presentar por

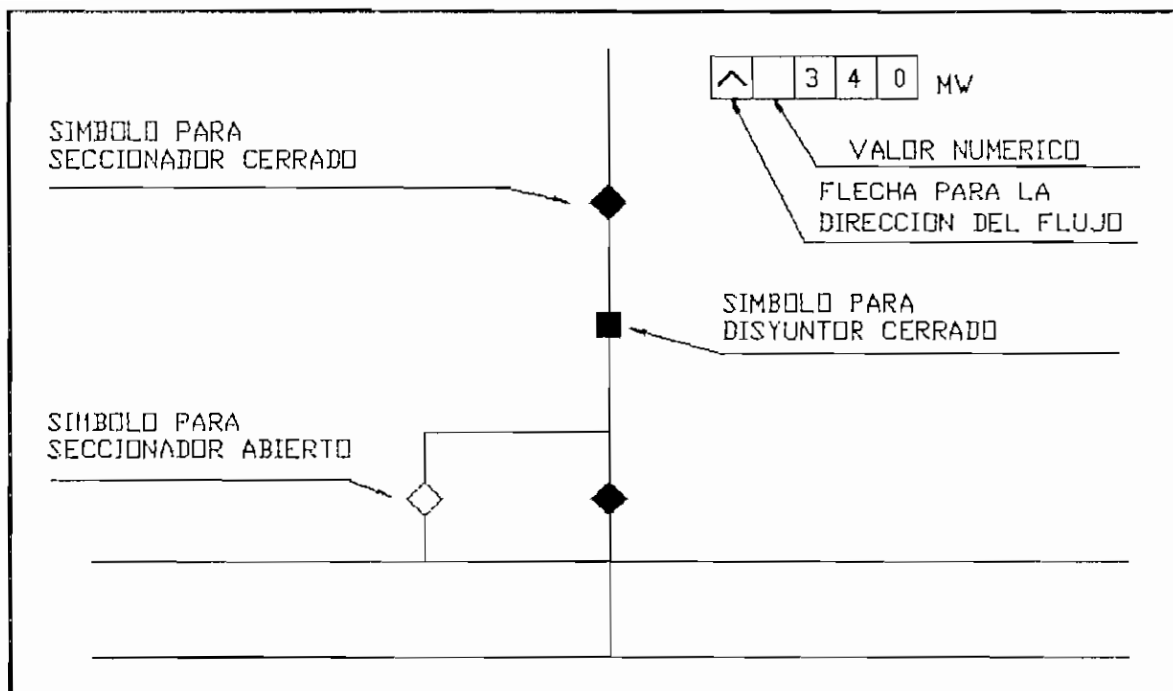


Figura 2.14.- Ejemplo de presentación de puntos dinámicos.

medio de un símbolo o un texto con tamaños diferentes. La presentación del color se puede controlar con los siguientes parámetros de estado:

- Equipo seleccionado.
- Alarma por contestar.
- Alarma persistente.
- Valores actualizados manualmente.
- Valores no actualizados.
- Valores colectados.
- Control bloqueado.
- Procesamiento de los eventos bloqueado.
- Actualización de los datos bloqueada.

Variables de valores medidos.- Usados para la

presentación de valores medidos, ya sea los colectados automáticamente, manualmente e incluso los valores calculados.

Los valores actuales se pueden presentar en la forma de un valor numérico o un valor de porcentaje en relación a un valor nominal. Se puede presentar una flecha que indica la dirección del flujo. Las principales figuras y los decimales se pueden mostrar en tamaños diferentes. La presentación del color se controla con parámetros similares al caso anterior.

Valores acumulados.- Se pueden presentar los valores acumulados (*lecturas de medidas de energía*) para el más reciente intervalo de tiempo.

Presentación análoga.- La presentación análoga se usa para valores arbitrarios numéricos. Se hace en la forma de gráfico de barras que puede ser: horizontal, vertical, positiva, negativa, valores absolutos o en porcentaje (*para valores medidos*), colores diferentes para cada variable. Un ejemplo se muestra en la *figura 2.15*.

Variables de texto.- Son cadenas de texto estáticas que se muestran como una función de algunas variables. Se pueden presentar como un complemento a los textos de la información estática y se pueden mostrar en diferentes tamaños.

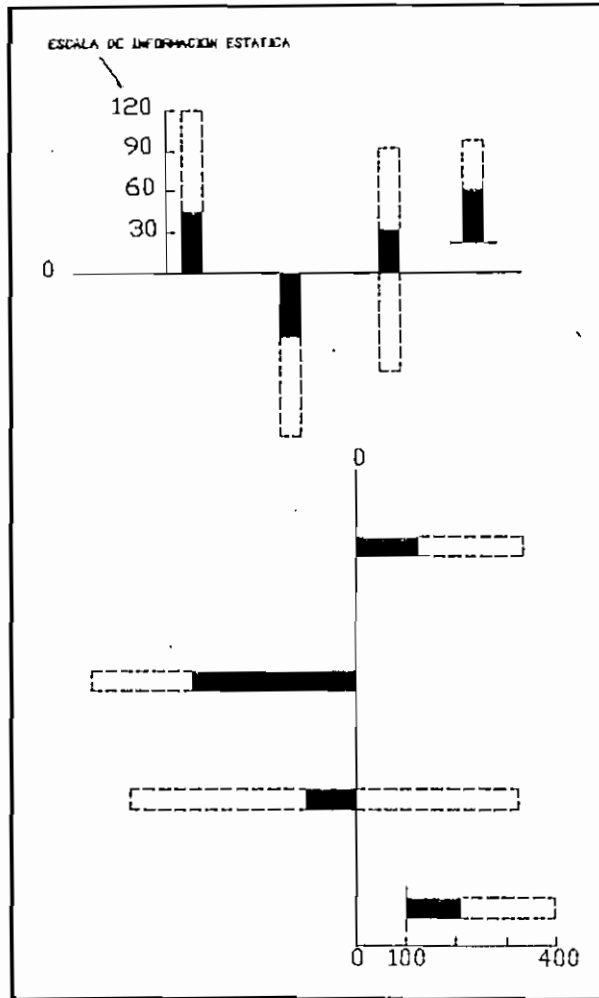


Figura 2.15.- Presentación análoga en VDU.

Variabes de control de ventana. Se usan para controlar el grupo de valores que se muestra en la pantalla.

Variabes de tiempo.- Se usan para mostrar y cambiar tiempos en la base de datos.

c.2.- Puntos sensitivos.- Son puntos dinámicos en una página de muestreo visual, sobre los cuales el operador puede ubicar el cursor y realizar alguna acción.

Existen muchos puntos dinámicos de los indicados anteriormente que trabajan como puntos sensitivos para la selección de aparatos o valores. Existen otros puntos sensitivos para facilitar la selección de información. Por ejemplo:

- Para seleccionar un subsistema.
- Para seleccionar una estación.
- Para seleccionar una página de muestreo visual.

c.3.-**Mensajes de eventos.** Los eventos en un sistema eléctrico y el sistema de control, son registrados como mensajes de eventos y se almacenan en un sistema de base de datos en orden cronológico. Estos mensajes de eventos se muestran en una "lista de eventos", o en "muestreo de mensajes de eventos". Los mensajes de eventos contienen normalmente:

- Tiempo de detección (*la resolución depende del origen, es decir si el evento se grabó en la RTU o en el computador central*).
- Identificación de puntos o equipos.
- Descripción del evento.
- Atributos de clasificación.
- Parámetros adicionales referentes al evento.

2.- Muestreo visual del sistema eléctrico. 18. 20.
22. 23

Existe una gran variedad de muestreos como los siguientes:

- a) Diagramas on-line.
- b) Información tabular.
- c) Muestreo de eventos en las VDU.
- d) Listas de estados.
- e) Muestreo de curvas.
- f) Muestreo de formas.
- g) Cuaderno del operador.

a) Diagramas on-line.- Presentan una visión, de la configuración y del estado del sistema eléctrico o de una parte del mismo (*una estación completa o un alimentador y sus equipos asociados, etc.*), en forma simbólica o por medio de un dibujo en la VDU. También constituye una interfase entre el operador y los comandos de despacho.

Estos diagramas se generan por medio de: información estática presente en líneas, barras, nombres de aparatos, etc. y por medio de puntos dinámicos como símbolos que representan las posiciones del aparato (*ON/OFF*) y valores numéricos que representan flujos de potencia, voltajes, etc.

La *figura 2.16* muestra un ejemplo de diagrama on-line.

b) Información tabular.- Es apropiada para:

- Información sobre el sistema eléctrico que no se encuentra directamente relacionada a equipos del sistema, por ejemplo, sumarios de producción y consumo momentáneos.
- Reportes de consumo y producción, principalmente para planificación.
- Una visión de los datos históricos para propósitos de seguimiento.

La presentación tabular se genera como información estática y de puntos dinámicos. Un ejemplo de muestreo tabular se lo tiene en la *figura 2.17*

c) Muestreo de eventos en las VDU.- Contiene un extracto de los eventos, almacenados en la base de datos por la función de Procesamiento de los Eventos. Se tiene dos tipos de listas de eventos:

- Listas de eventos que cubren todos los eventos detectados por el sistema central o reportados al mismo.
- Listas de eventos secuenciales, que contienen eventos almacenados por las RTU's, para obtener una correcta secuencia de los mismos en una situación de disturbio, con un incremento en la resolución de tiempo. Como ejemplo se muestra la *figura 2.18*

PMR-report 1(1) Power oper 1983-09-06 15.25.27

83-09-06 14.56.23 SW5 66A bus voltage High alarm 69.5 kV

V1 SW5 66A bus voltage Curr val
 V2 SW5 AC0 frequency Curr val
 V3 SW5 L3 132 kV line Curr val

South-west station 5 PMR 1

Time of event:
 1983-09-06 14.00.03
 Tripping point:
 SW5 L3 circuit breaker

Tripping event:
 Tripped

V4 SW5 120A bus voltage Curr val
 V5 SW5 L5 67 kV line Curr val
 V6 SW4 66B bus voltage Curr val
 V7 SW5 L9 132 kV line Curr val
 V8 SW5 L1 132 kV line Curr val

Time	V1 kV	V2 Hz	V3 MW	V4 kV	V5 kV	V6 kV	V7 kV	V8 kV
13.58.40	67.0	49.8	43.5	122.4	67.5	67.9	132.9	133.5
13.58.50	67.2	49.9	43.2	122.3	67.7	68.2	132.8	133.5
13.59.00	67.3	49.9	43.2	122.2	67.8	68.3	132.9	133.2
13.59.10	67.6	50.0	48.2	122.0	67.9	68.6	132.9	133.2
13.59.20	67.6	50.0	42.2	122.1	67.3	68.6	133.0	133.0
13.59.30	67.5	50.1	53.5	122.3	67.2	68.5	133.0	133.3
13.59.40	67.5	50.1	53.6	122.2	67.1	68.5	133.1	133.5
13.59.50	67.6	50.0	74.8	122.1	67.5	68.6	133.1	133.4
14.00.00	67.8	50.0	89.6	122.5	67.9	68.9	133.0	133.4
14.00.10	67.7	50.1	0.2	122.7	67.8	68.7	133.0	133.2
14.00.20	67.5	50.0	0.0	122.6	67.8	68.5	133.1	133.1
14.00.30	67.5	49.9	0.0	122.9	67.4	68.5	133.0	133.0
14.00.40	67.6	50.0	0.0	122.3	67.3	68.6	132.9	133.0
14.00.50	67.6	50.0	0.0	122.2	67.2	68.6	133.0	133.1
14.01.00	67.6	50.1	0.0	122.1	67.0	68.6	133.0	133.4
14.01.10	67.5	50.0	0.0	122.3	67.1	68.5	133.1	133.4
14.01.20	67.5	49.9	0.0	122.9	67.3	68.5	133.0	133.6

Figura 2.17.- Ejemplo de muestreo tabular.

ASEA

Event List		LI(2)	Power	oper	1983-09-07 10.01.27
83-09-07 03:49:00	66A bus voltage			High alarm	69.5 kV
83-09-06 08.17.45	SUB1 V148A fault signal			Normal	
08.22.40	SW1 L1 circuit breaker			Tripped	
08.23.34	SW3 L7 circuit breaker			Tripped	
08.23.34	POW1 G1 I72 temperature			High alarm	110 C
13.27.44	POW1 G1 V10 voltage			High alarm	11.4 kV
13.32.04	SUB3 T3 tap changer			Fault	
18.35.38	SW2 CB air pressure			Low	
18.37.34	SUB2 LV CB protection			Tripped	
18.37.44	SW3 BN 73 distance relay			Started	
22.45.36	SW3 BN 71 PLC teleprotection			Received	
83-09-07 06.02.53	SUB9 ACD 132 kV line			Energized	
08.38.26	SW1 L3 circuit breaker			Open-command requested	
08.38.51	SW1 L3 circuit breaker			Closed	
08.39.07	SUB7 L3 132 kV active power			Low alarm	67.0 MW
09.45.29	POW3 G2 power generation			Set point	110 MW
	Set point changed from 90MW				
09.46.05	SUB3 T3 tap changer			Normal	
09.46.09	SW5 66A bus voltage			High warning	67.5 kV
09.48.57	SUB1 L7 circuit breaker			Remote control blocked	
	Remote control blocked requested by operator S.T				
09.49.34	SW5 66A bus voltage			High alarm	69.5 kV
09.49.38	SW5 L6 circuit breaker			Close-command requested	
09.49.42	SW5 L3 circuit breaker			Open	
09.49.47	SW5 66A bus voltage			High warning	67.5 kV
09.49.48	SW1 CB air pressure			Low	
09.49.55	SW6 BN 73 distance relay			Started	
09.50.35	SW6 BN 71 PLC teleprotection			Received	

B.2.7—5a

Event list

Figura 2.18.- Ejemplo de muestreo de eventos.

d) **Listas de estados.**- Se usan para presentar varios resúmenes de valores o indicaciones. Ejemplos de estas señales son:

- Condición de alarma persistente.
- Actualización manual.
- Salida de posición normal.
- Fuera del límite de alarma.

Las listas de estado se generan partiendo de información estática, pero principalmente como información de estado dinámica.

Un ejemplo se muestra en la *figura 2.19*.

e) **Muestreo de curvas.**- Se usa para el seguimiento de las variaciones en los valores medidos o calculados, durante un cierto período de tiempo o para la presentación de la dirección actual en los valores. Como ejemplo de valores a ser estudiados en curvas se tienen: flujos de potencia, generación y consumo.

Consiste de información dinámica, en las curvas y de información estática, contenida en los ejes de valor y de tiempo. Ver la *figura 2.20*.

Status List Measurand (02) Power oper 1983-09-08 10.56.27
 83-09-08 09.12.42 CPU B Inoperable

1983-09-08 09.56.27

First page

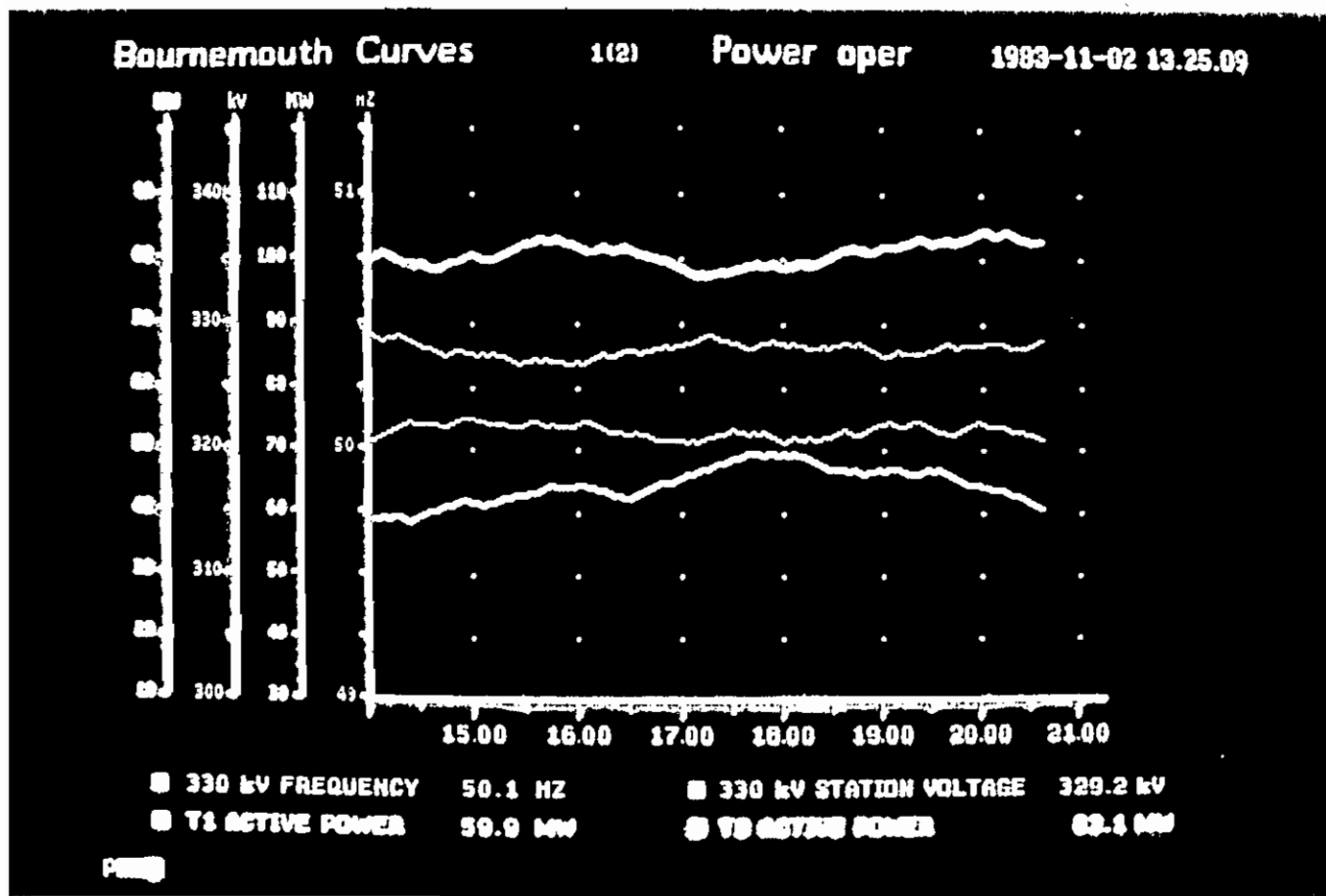
Point status

Subsystem: Caldin

Station: Bravo

Point identity	High alarm	Low alarm	Value	Unit
SLP COMPENSATOR 1 VOLTAGE	35.0	25.0	28.0	kV
SLP COMPENSATOR 2 VOLTAGE	35.0	25.0	33.0	kV
SLP COMPENSATOR 1 ACT. POW.	37.0	26.0	34.0	MW
SLP COMPENSATOR 2 ACT. POW.	37.0	26.0	27.0	MW
SLP COMPENSATOR 1 REA. POW.	20.0	10.0	16.0	MVar
SLP COMPENSATOR 2 REA. POW.	20.0	10.0	15.0	MVar
ALP MEAS SPARE 0107	80.0	20.0	65.0	SPA
ALP MEAS SPARE 0107	80.0	20.0	61.0	SPA
ALP END AB VOLTAGE	35.0	25.0	26.0	kV
ALP END AD1 VOLTAGE	35.0	25.0	32.0	kV
ALP END AD2 VOLTAGE	35.0	25.0	33.0	kV
ALP END AD3 VOLTAGE	35.0	25.0	28.0	kV
ALP END AH3 VOLTAGE	35.0	25.0	28.0	kV
ALP END AE VOLTAGE	35.0	25.0	32.0	kV
ALP BUS A1 VOLTAGE	35.0	25.0	31.0	kV
ALP BUS A2 VOLTAGE	35.0	25.0	27.0	kV
ALP BUS A3 VOLTAGE	35.0	25.0	28.0	kV
ALP END AB ACTIVE POWER	50.0	32.0	44.0	MW
ALP END AD1 ACTIVE POWER	50.0	32.0	38.0	MW
ALP END AD2 ACTIVE POWER	50.0	32.0	45.0	MW
ALP END AD3 ACTIVE POWER	50.0	32.0	46.0	MW

Figura 2.19.- Ejemplo de muestreo de listas de estados.



B.2.7-7

Curve display

Figura 2.20.- Ejemplo de muestreo de curvas.

La identificación de los valores, constituye un catálogo de valor. El tiempo para todas las curvas en un diagrama de curvas, se debe especificar por el mismo catálogo de tiempo, que también se usa para generar la escala de tiempo en el eje horizontal.

Los valores presentados en una curva, necesitan ser almacenados por una función de colección de datos históricos.

f) **Muestreo de formas.**- Es un muestreo tabular con una disposición común para todas las instancias (*valores medidos, indicadores de estado*) de un tipo de dato específico.

Presenta los mismos datos en la misma forma, independientemente del punto que se presenta. Este tipo de muestreo se usa a menudo en la generación de bases de datos. Un ejemplo se lo tiene en la *figura 2.21*.

g) **Cuaderno del operador.**- El cambio en los operadores del sistema eléctrico, de un trabajo a otro o un cambio de turno, hace que sea necesaria una formalización en la comunicación entre los mismos para asegurar una coordinación efectiva.

Este tipo de muestreo permite a cada operador grabar múltiples comentarios cortos, para una referencia posterior, para sí mismo o para alguien que trabaje

<u>FORM DISPLAY INDICATION</u>	3(3) POWER OPER	1983 -09-08	10.01.32
External Identity.....	STN2M6 BREAKER 1		
Communication unit.....	COMMUNICATION UNIT 1		
CU no.....	1		
RTU no within CU.....	1		
type of RTU.....	8	2= DS 801 6= Calculated Value 8= DS 803	3= Manual entry 7= DS 802
Double Indication.....	No		
Block main type.....	0		
Block number dec.....	16		
Data word within block.	2		
Data bit within block.....	2		
Controllable point.....	Yes		
Command type.....	D	D= Double command S= Single Command BLANK= No command	
Command boardnumber dec.....	157		
Object number.....	2		

Figura 2.21.- Muestreo de formas.

después de él.

Usa un área especial en la pantalla del VDU. Se actualiza cuando se requiere su presentación y después de que se ha hecho un ingreso.

Un ejemplo se lo tiene en la *figura 2.22.*

HEL0029T/02

BECOS-10 PLUS
TECHNICAL DESCRIPTION

Page 2-7

BECOS 10 PLUS - OPERATOR LOGBOOK

16.09.86 17:08:35

IINDEX IANA/DIG IREPORT IACKN. IPREY.SCREEN IPREY.PAGE INEXT PAGE ICANCEL
OUTPUT

NOTE 16.09.86 17:08:11 THIS WAS THE FIRST DAY OF VERIFICATION PROC.

Figura 2.22.- Cuaderno del operador.

3.- Muestreo visual del sistema de control. 16. 20

Para dar información sobre el estado del sistema de control, se disponen de muestreos con la mismas posibilidades que en el caso anterior por ejemplo:

Muestreo de la configuración.- La configuración y el estado del sistema de control se pueden presentar en VDU's, que contienen los equipos y las conexiones como información estática y el estado de los equipos como información dinámica. Los muestreos de configuración tienen diversos niveles de detalle, así:

- Una visión de todo el sistema de control.
- Del equipo de comunicación hombre-máquina.
- Del subsistema de comunicaciones.
- Del subsistema de computadoras principales.
- De las unidades terminales remotas.

Un ejemplo se lo encuentra en las *figuras 2.23 y 2.24.*

Listas de eventos.- Se subdividen en los siguientes tipos:

- Listas de alarmas.
- Listas de eventos que contienen eventos del sistema de control.
- Listas de eventos que contienen programas de diagnóstico y mantenimiento de registros.

Central computer system 107 Power oper 1983-10-23 13.56.27
 83-10-23 13.45.12 SW5 66A bus voltage High alarm 69.5 kV

*** Manual failover
 *** Manual entry of system time

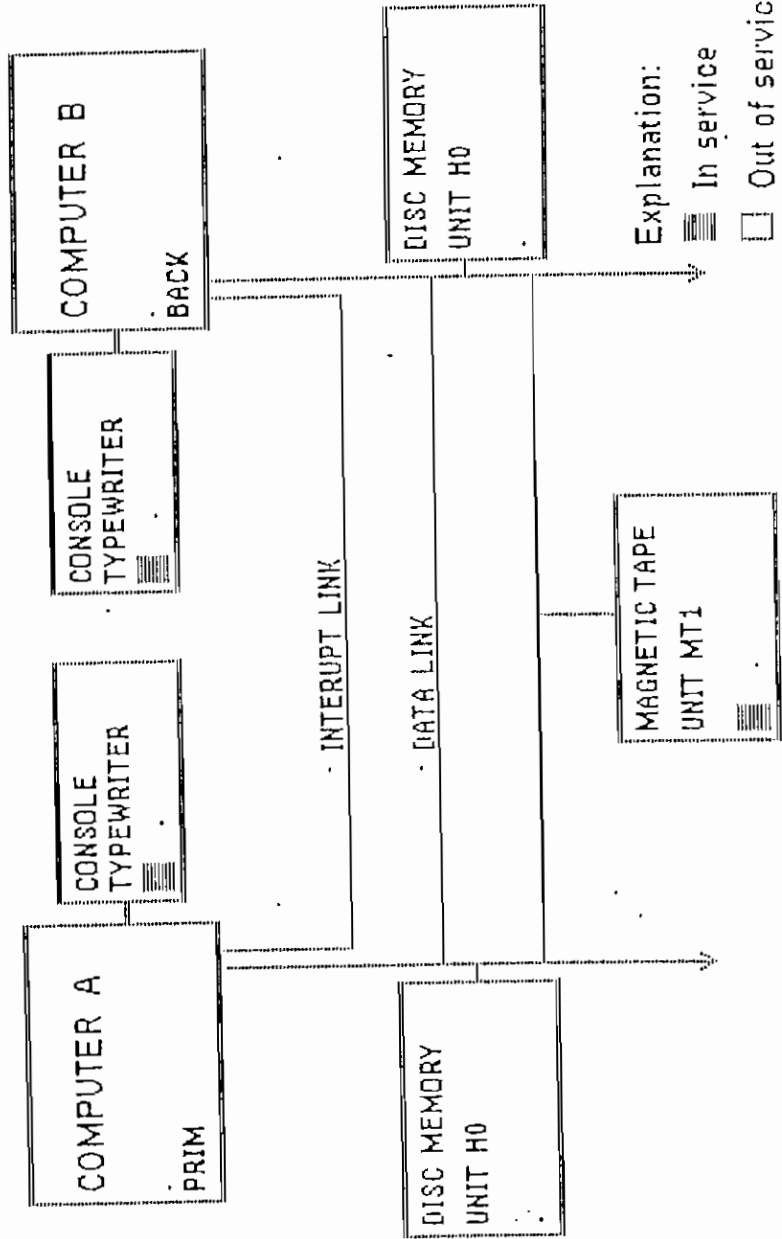


Figura 2.23.- Ejemplo de muestreo de la configuración del sistema de control.

Communication network configuration (102) Control oper 1983-09-14 10:58.24

83-09-14 09:22.21 T34 Pulses (54) Error

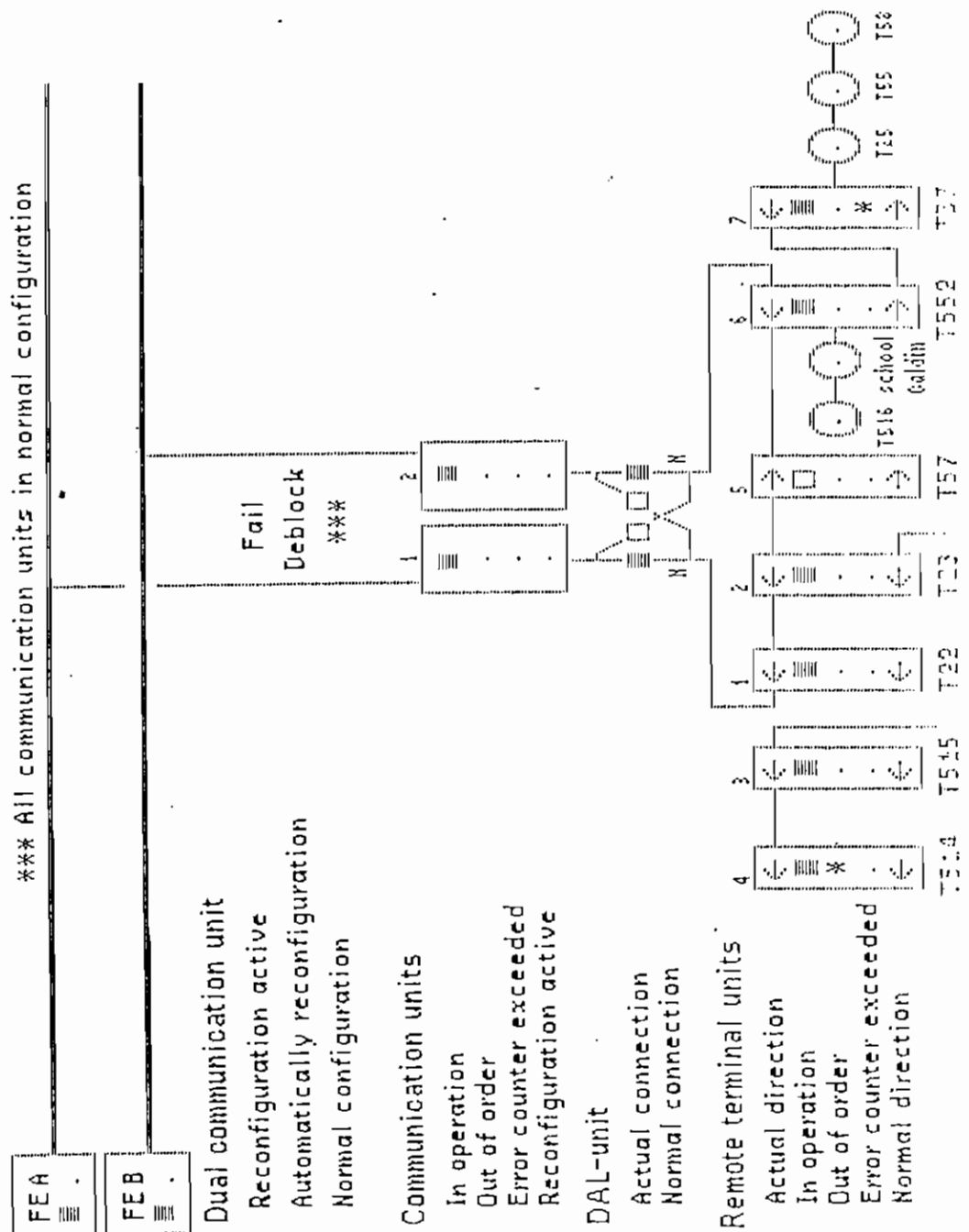


Figura 2.24.- Ejemplo de muestreo de la configuración del sistema de control.

Muestreos tabulares. - Se usan para la presentación de reportes sobre el estado del sistema de control. Estos muestreos consisten de información estática y de puntos dinámicos.

4.- Muestreos auxiliares.

A más de los muestreos del sistema de control y de potencia, hay un gran número de muestreos auxiliares que ayudan al operador, entre esos tenemos los siguientes:

- Muestreos básicos.
- Directorio de muestreos.
- Directorio de reportes.
- Directorio de funciones.
- Directorio de curvas.

2.3.2.3 FUNCIONES BASICAS DEL OPERADOR.

Entre las funciones básicas del operador, tenemos las siguientes:

- a) Principios de diálogos.
- b) Selección de muestreos visuales.
- c) Ingreso de datos.
- d) Reconocimiento de alarmas.

a) Principios de diálogos .- 18. 20 Todos los diálogos que el operador realiza con los equipos,

generalmente se llevan a cabo con referencia a los muestreos visuales. De esta manera, todas las acciones del operador se muestran en la forma de información dinámica, que sirve como un punto sensitivo para que el operador seleccione el equipo.

Las formas en que el operador ingresa la información son:

- Escribiendo textos, códigos o valores numéricos, en las líneas de diálogo del VDU, por medio del teclado.
- Posicionando el cursor en el campo de la pantalla del VDU, que se define como un punto sensitivo para la selección de una parte del sistema, equipo o dato o para una función de arranque.
- Presionando una tecla funcional.
- Adicionando información tabular en el VDU, por medio del teclado y del posicionamiento del cursor.

Algunas acciones del operador pueden considerárselas como eventos en el sistema, generando mensajes en la lista de eventos con la fecha, tipo de acción y algunas veces con la identificación del operador.

En el curso del diálogo existen algunos pasos sucesivos como por ejemplo:

- Selección de un sistema o subsistema.

- Selección de una estación.
- Selección del muestreo.
- Selección del equipo o dato sobre el que se va a actuar.
- Selección de una función por depresión de una tecla funcional.
- Ejecución de la función.

b) Selección de muestreos visuales.- 16. 20 Existen algunos medios de realizar esta selección, como los siguientes:

- Teclas de subsistemas y estaciones.- Una forma directa y rápida de obtener la información deseada, es mediante teclas específicas que presentan una visión del subsistema y la estación. Estas teclas vienen equipadas con LED's para indicar alarma.

- Selección de un directorio para un sistema o subsistema.- Cuando un sistema o subsistema se ha seleccionado, en la VDU se presenta automáticamente el muestreo de un directorio. El directorio es una lista de las estaciones, muestreos o funciones y contiene también puntos sensitivos para la selección dentro de la lista por medio de posicionamiento del cursor.

- Selección del tipo de muestreo.- Dentro de cada subsistema o estación, puede haber una gran cantidad de muestreos, agrupados en un cierto número de tipos de

muestreos, como por ejemplo, diagramas on-line, tablas, reportes, curvas, listas de mensajes, listas de alarmas, listas de estado, etc.

- Selección de un directorio de muestreos.- Pueden existir casos en que una parte del sistema tenga muchos muestreos de la misma clase, por lo tanto la selección del tipo de muestreo, puede venir en presentaciones de un directorio de los muestreos existentes. Puede existir también un directorio de muestreos, cuando se selecciona un subsistema.

- Paginado.- Para cada muestreo se define una página próxima y una página precedente, que se seleccionan por medio de teclas específicas para el caso, como por ejemplo "PAGE FORWARD" y "PAGE BACKWARD" respectivamente.

- Paginado del tiempo.- Se pueden presentar datos de diferentes tiempos colectados, usando una función de colección de datos históricos, en el mismo muestreo en que se presentan los datos de tiempo real, por medio de la función de paginado del tiempo. Por ejemplo es posible presentar datos históricos en diagramas on-line o en reportes y paginar datos para diferentes tiempos. Para esto se usan teclas específicas como "NEXT TIME" y "PREVIOUS TIME".

- Selección usando teclas funcionales dinámicas.- Las teclas funcionales dinámicas se usan para extender

las función de paginado. Para cada muestreo se puede especificar un único grupo de otros muestreos, uno para cada una de estas teclas.

c) **Ingreso de datos.**- Esta función actualiza los datos que se presentan como puntos dinámicos en la VDU.

Se selecciona el dato, se lo presenta como punto dinámico y entonces se selecciona la función de ingreso de datos. El computador reconoce los pasos anteriores por medio de cambio de color del punto dinámico y escribiendo la identificación y el valor actual para el dato seleccionado, en una línea de diálogo.

El ingreso del nuevo valor se hace escribiéndolo en una línea de diálogo y presionando la tecla de finalización del ingreso de datos.

El reconocimiento de que el nuevo valor se ha aceptado y es almacenado en la base de datos, es que el punto dinámico se actualiza.

Existen diferentes tipos de datos que se pueden ingresar por medio de la función de ingreso de datos, así:

- Valores de estado.
- Valores medidos.
- Valores fijos.

- Comentarios.

d) Reconocimiento de alarmas.-- Las alarmas por contestar o las persistentes, pueden ser reconocidas, lo que significa un cambio en el estado del evento. Se lo hace de dos maneras:

- Por cambio de una alarma por contestar a una alarma persistente o a un estado normal.

- Por cambio de una alarma persistente a un estado normal (*inhibición de la alarma*).

El reconocimiento se lo hace presionando las teclas correspondientes, cuando el cursor se posiciona sobre un mensaje de alarma. Las alarmas audibles pueden ser reconocidas (*reseteadas*), por medio de teclas especiales.

2.3.2.4 FACILIDADES DE IMPRESION. 18. 20. 23

Para el permanente almacenamiento, el estado del sistema se pueden imprimir en algunos medios como: impresoras, unidades de copia de video, impresora gráfica, plotters.

La impresión se usa principalmente para información alfanumérica como:

- Reportes y registros de eventos.

- Copias de muestreos.

Registro de eventos.- Se usa para propósitos de reserva de las listas de eventos de la VDU. La impresión se inicia espontáneamente, de manera similar al evento que actualiza la lista del VDU. La impresión se escribe en una línea y tiene la misma disposición que la lista de eventos en la VDU.

En algunas ocasiones se requiere más de un equipo de registro de eventos. por ejemplo, una impresora para niveles de voltaje entre 220 y 380 Kv, otra para menores de 110 Kv, etc.

Reportes de eventos.- La función de reporte de los eventos se la hace de manera cíclica o de acuerdo a los requerimientos del operador, lo que elimina el continuo registro de los eventos. Con esta función es posible hacer extractos de la lista de eventos del sistema. Por ejemplo es posible imprimir los eventos para un subsistema o una subestación específica o los eventos que tengan una cierta prioridad. La presentación es entonces mucho mejor que en el registro de eventos.

Impresión de muestreos.- Se puede imprimir un muestreo visual del VDU, que por ejemplo, en una situación transitoria, sirve para el análisis posterior.

Este tipo de impresión se la realiza en:

- La unidad de copia de video, que usa las señales

de video para la reimpresión gráfica, usa un multiplexer que permite conectar algunos VDU's.

- La impresora de matriz gráfica, en blanco y negro o a color, se puede conectar directamente al controlador del VDU, que contiene el software para la salida de la impresión.

La impresión de muestreos se solicita mediante la presión de una tecla en el teclado.

Reportes de estado.- Son un complemento a la presentación en listas de estado en las VDU. Por ejemplo, se puede hacer un reporte de todos los estados intermedios o no autorizados (00), o reportar todos los valores fuera de límite que se hallan obtenido. Un ejemplo se lo encuentra en la *figura 2.25*.

Reportes estadísticos y operacionales.- Da al operador la posibilidad de compilar y procesar los datos antes de la impresión y la presentación. El dato se trae de la base de datos de tiempo real o por medio de las funciones TTD. Una impresión de un reporte puede estar precedida por un cálculo, que se inicia cuando se requiere el reporte.

La impresión puede ser solicitada por el operador, seleccionándola de un directorio de reportes en la VDU.

POWER UTILITY INC.		1979-11-07		13.16.25		PAGE 1			
METERED VALUES (ALL)									
TRANSMISSION		SUBSTATION 7							
	ACTUAL	HIGLIM	LOWLIM	UNIT	ALARM	HIGH	LOW	HANUPO	9LOUPO
SUB7 132A KV	131.6	134.0	129.0	KV					
SUB7 132B KV	0.0	134.0	128.0	KV	PERS		BELOW		
SUB7 66A KV	67.3	70.0	63.5	KV					
SUB7 66B KV	63.9	68.5	64.3	KV	PERS		BELOW		
SUB7 132L1 MW	75.0	90.0	-90.0	MW					BLOCK
SUB7 132L1 MVAR	50.0	60.0	-50.0	MVAR					
SUB7 132L1 KV	132.0	135.0	129.0	KV				MANUAL	
SUB7 132L2 MW	100.0	95.0	-95.0	MW	PERS	ABOVE.			
SUB7 132L2 MVAR	75.0	80.0	-80.0	MVAR					
SUB7 132L2 KV	131.8	135.0	129.0	KV					
SUB7 132T1 MW	88.0	100.0	0.0	MW					
SUB7 132T2 MW	87.0	100.0	0.0	MW					
SUB7 T1 TEMPERATURE	81.0	110.0	0.0	DEGR				MANUAL	BLOCK
SUB7 T2 TEMPERATURE	120.0	110.0	0.0	DEGR	PERS	ABOVE			

Figura 2.25.- Ejemplo de reportes de estado.

En cuanto al sistema eléctrico se pueden hacer reportes para: documentar la producción y el consumo total, presentación de valores colectados de datos históricos como la salida de potencia de un generador para cada hora en un día, reportes diarios y mensuales de intercambio de energía entre compañías o países, reportes indicando curvas de carga diaria o carga en las líneas, etc.

Un ejemplo se encuentra en la *figura 2.26*.

Se realizan impresiones del estado del sistema de control de acuerdo a lo solicitado por el operador, por ejemplo se pueden imprimir errores en las unidades de comunicación y RTU's.

Un ejemplo de este tipo de impresión se encuentra en la *figura 2.27*.

Salida en plotter.- Generalmente no se utiliza la salida en plotter, sino más bien se la pide como una opción. Los plotters se usan generalmente para presentación de curvas, estructura de la red y distribución de flujos de carga.

El software para realizar la salida en plotter se almacena en memoria secundaria, de modo que el sistema de computación no tenga que esperar a que se realice la salida en plotter. Un ejemplo se encuentra en la *figura 2.28*.

ACCOUNTING REPORT						
DATE: 80-02-21 . TIME: 07.15						
TIME	G1 MWH	G2 MWH	PROD MWH	L1 MWH	L2 MWH	L3 MWH
07-08	22.0	10.0	32.0	10.2	6.2	15.6
08-09	22.5	10.8	33.3	14.3	7.3	11.7
09-10	23.1	12.7	35.8	16.4	8.5	10.2
10-11	20.3	13.2	33.5	18.1	8.2	7.2
11-12	19.2	12.9	32.1	17.8	9.1	5.2
12-13	20.1	13.2	33.2	17.3	9.0	7.0
13-14	19.5	13.5	33.0	16.8	8.5	7.7
14-15	18.2	13.5	31.7	15.2	10.3	6.2
15-16	18.2	13.7	31.9	17.4	9.8	4.7
16-17	18.9	12.8	31.7	19.2	11.0	1.5
17-18	21.3	15.2	36.5	20.3	11.0	5.2
18-19	23.4	15.6	39.0	20.2	11.1	7.7
19-20	24.2	15.0	39.2	21.7	12.0	5.5
20-21	24.7	15.3	40.0	22.0	7.5	10.5
21-22	21.3	12.7	34.0	19.5	7.2	7.3
DAY	316.9	200.1	517.0	266.4	136.7	113.9
22-23	17.2	10.2	27.4	12.3	7.0	8.1
23-24	16.5	8.2	24.7	10.2	6.8	7.7
00-01	15.5	0.0	15.5	8.3	6.6	0.6
01-02	15.4	0.0	15.4	7.1	6.2	2.1
02-03	15.5	0.0	15.5	6.8	5.9	2.8
03-04	15.2	0.0	15.2	7.2	5.8	2.2
04-05	15.0	0.0	15.0	6.9	6.0	2.1
05-06	17.2	0.0	17.2	7.3	6.0	3.2
06-07	19.7	7.5	27.2	10.0	6.1	11.1
NIGHT	147.2	25.9	173.1	76.1	56.4	40.6
TOTAL	464.1	226.0	690.1	342.5	193.1	154.5

Figura 2.26.-- Ejemplo de reportes para el sistema eléctrico.

CONTROL SYSTEM OPERATION REPORT 79-11-07 07.10.00 PAGE 1

UNIT NAME	IN- OPER- ABLE	IN SERVICE OUT OF SERVICE	ERROR LIMIT EXCEEDED	RED. CHECK ERRORS	TIME OUT ERRORS	ERROR LIMIT
COMM. UNIT 1	.	IN	.	15	7	100
COMM. UNIT 2	.	OUT	.	16	12	100
COMM. UNIT 3	*	IN	*	93	57	100
COMM. UNIT 4	.	IN	.	42	47	100
RTU 1	.	OUT	.	3	8	30
RTU 2	.	IN	.	12	10	30
RTU 3	.	IN	.	5	2	40
RTU 4	.	IN	*	30	20	30
RTU 5	.	IN	.	11	18	30
RTU 6	*	IN	*	28	30	50
RTU 7	.	IN	.	9	5	30
RTU 8	.	IN	.	15	10	30
RTU 9	.	OUT	.	47	14	60

9

Figura 2.27.- Ejemplo de reportes para el sistema de control.

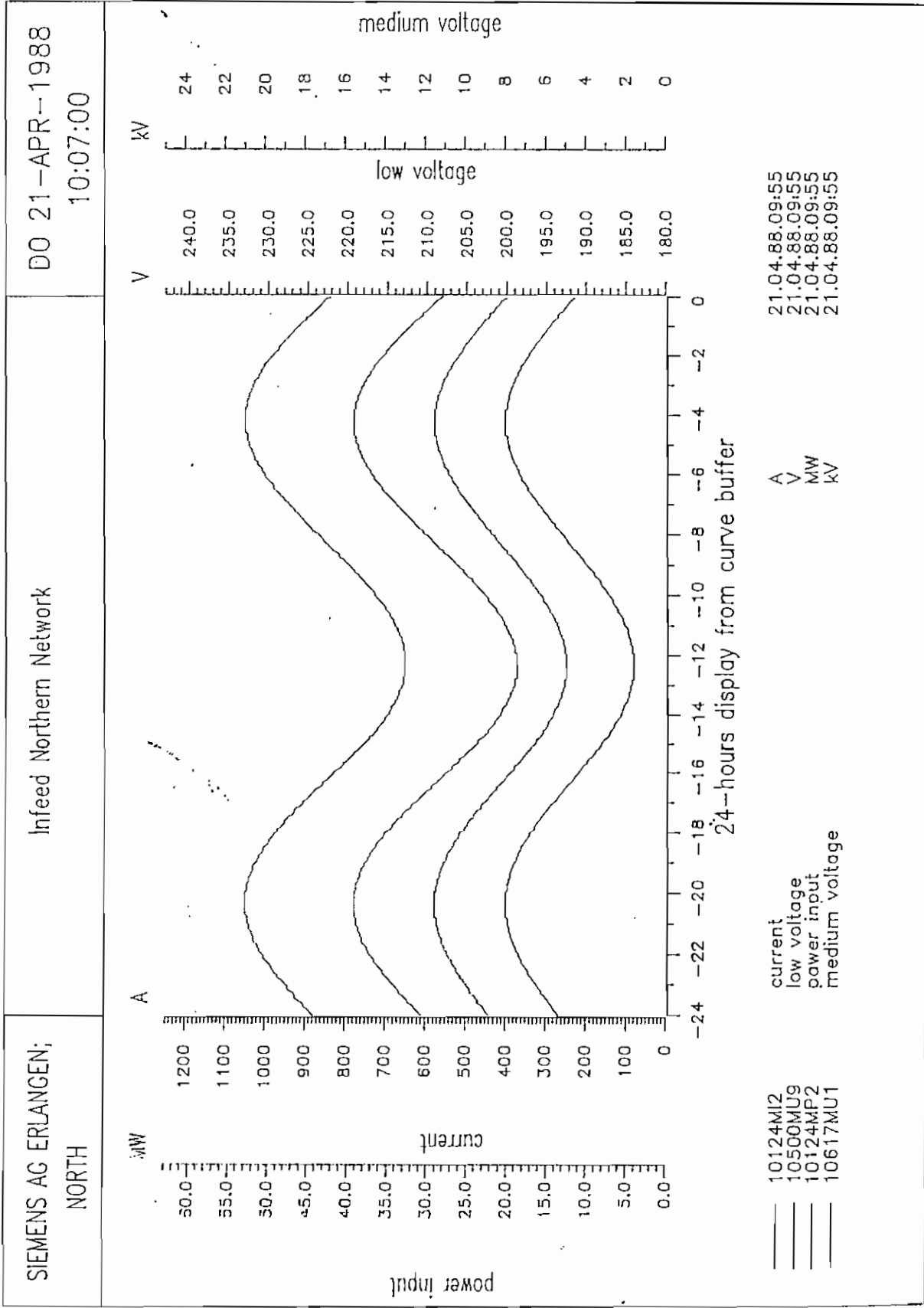


Figura 2.28.- Ejemplo de salida en plotter.

2.3.2.5 FUNCIONES DE LOS DIAGRAMAS MIMICOS. 22.20.16

Los diagramas mímicos se usan para proveer al operador con una visión de la información del estado del sistema eléctrico, constituyendo un suplemento a la información detallada que el operador recibe a través de los VDU's y es un reflejo directo de los contenidos de la base de datos.

También se usan para el monitoreo continuo de ciertas medidas seleccionadas por el operador.

La información presentada puede ser:

- Indicadores de estado.
- Valores medidos.

Indicadores de estado.- Se presentan por medio de lámparas/LED's, cuyo estado para cada indicador depende de una combinación del valor actual del mismo (*cerrado, abierto*) y de sus atributos de la calidad.

Por ejemplo se tiene: Lámpara encendida, que indica que la estación tiene un estado de alarma persistente. Lámpara apagada, indica un estado normal. Lámpara parpadeante, que indica un estado de alarma por contestar.

La actualización de los valores de estado se hace

cíclicamente o por requisito del sistema o del operador.

Valores medidos.- La presentación de los valores medidos implica la salida de los valores en instrumentos (análogos, digitales o de grabación) o por grupos de lámparas (un indicador cuartil) que se usa para presentar, por ejemplo, un flujo de potencia. (Figura 2.29)

La actualización de los valores medidos se la hace cíclicamente.

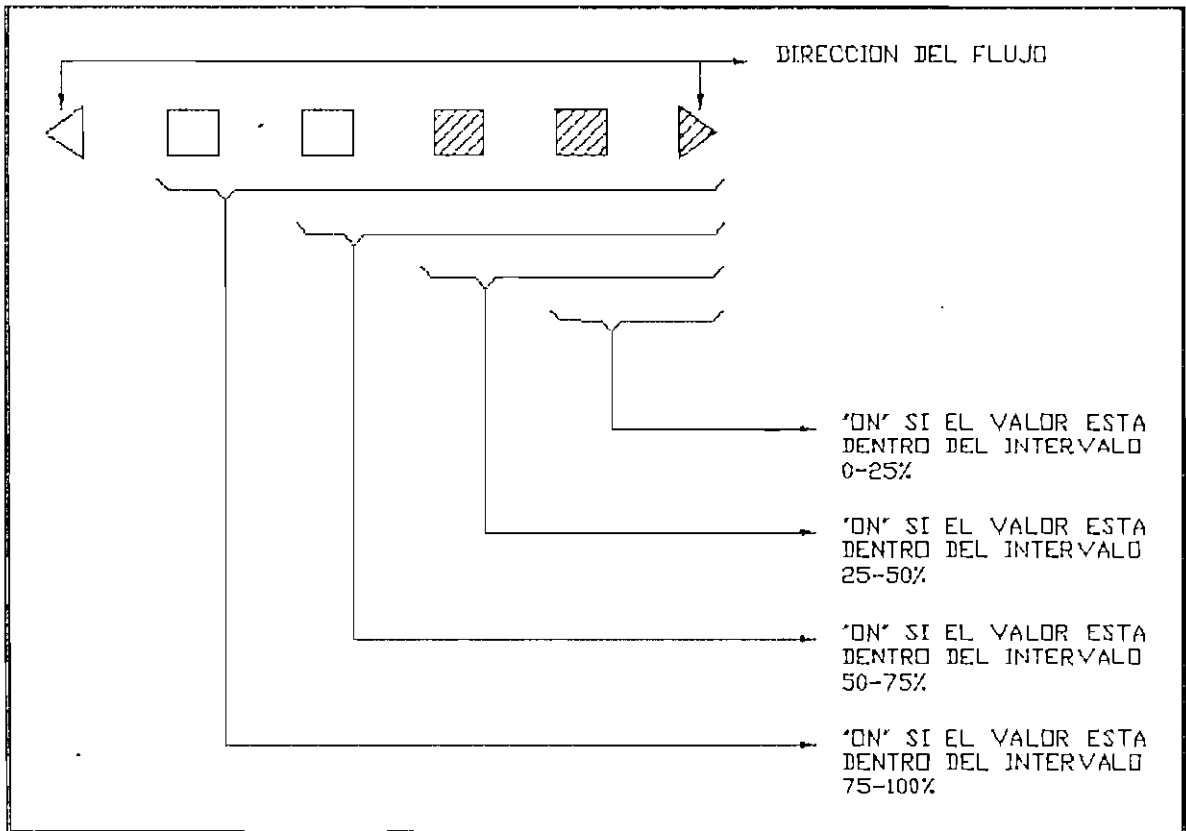


Figura 2.29.- Indicador cuartil.

2.3.3 CONSIDERACIONES SOBRE HARDWARE. 21. 18. 20

El hardware de la estación maestra, consiste en todos los equipos colocados en la misma, es decir incluye el sistema de computación central, los periféricos, el equipo hombre-máquina, el manejador de las comunicaciones (*procesadores FRONT-END*), entre otros equipos.

El sistema de computación central.

El computador central consiste de las siguientes partes principales:

- La unidad central de procesamiento (*CPU*), que incluye la unidad aritmética lógica (*ALU*).
- Subsistema de entrada y salida de datos.
- Subsistema de memoria principal. Debiendo existir la memoria suficiente para realizar las diversas funciones encomendadas y además posibilidades de expansión de la memoria, .
- Software del sistema.

Consideraciones de diseño.- Un computador que trabaja en tiempo real debe ser diseñado tomando en cuenta dos consideraciones básicas: la velocidad primaria del computador y la habilidad para responder rápidamente.

La velocidad primaria del computador se encuentra limitada por el tiempo de acceso a la memoria principal, por lo que es necesario minimizar el mismo. Para esto existen algunos métodos, siendo los principales: la memoria escondida (*cache memory*) y el hardware de punto flotante.

La memoria escondida es una memoria pequeña pero rápida que sirve como un interfase entre la memoria principal y el CPU. . La memoria escondida, refleja la parte de la memoria principal donde se encuentra trabajando el CPU. Mejora la velocidad, pues la mayor parte del tiempo la siguiente instrucción se encuentra en la memoria escondida.

El hardware de punto flotante, se refiere a equipo especial: procesadores de punto flotante, que realiza, separadamente del computador principal, las operaciones matemáticas con números de punto flotante.

Para lograr una rápida respuesta, es necesario que exista un rápido switcheo del contenido de un proceso a realizarse, esto es que si se está ejecutando un proceso y se interrumpe con otro que se presenta, es necesario grabar el contenido del proceso interrumpido y cargar el contenido del nuevo proceso. Esto se lo puede hacer de dos maneras: con múltiples grupos de registros CPU o con instrucciones para grabar los contenidos.

Sistema de computación dual.— La duplicación de un sistema de computación se usa para lograr una mayor confiabilidad en el mismo.

Consiste de dos mitades con una o más computadoras en cada mitad y con periféricos redundantes para soportar cada mitad. El concepto incluye detección de falla y recuperación.

Al existir la falla existe un disparo automático realizado por el llamado "descubridor automático de fallas" (*watchdog*), consiste en un timer que se activa si no se recibe una señal específica dentro de un cierto tiempo.

Pueden existir los siguientes modos de operación:

- Concepto de maestro/esclavo o también llamado de primario/reserva, on-line/off-line.
- Concepto de paralelismo.

El concepto de maestro/esclavo usa solamente un computador, mientras que el otro se encuentra en espera, listo a tomar acción cuando exista una falla en el maestro. Esto implica que el computador de reserva debe tener siempre actualizada la base de datos, lo que puede causar que sea difícil su ejecución. El computador esclavo puede ser utilizado para otros propósitos, por ejemplo, entrenamiento de operación, mantenimiento, etc.

En el concepto de paralelismo, ambos computadores trabajan simultáneamente, haciendo exactamente el mismo trabajo, pero uno de ellos es siempre el maestro. Con esto, la base de datos del computador esclavo, se encuentra siempre actualizada, pero no se puede ocupar este computador para labores de mantenimiento, entrenamiento, siendo necesario un tercer computador.

Los periféricos.

Los equipos de computación periféricos se refieren a la memoria de masa que comprende: el disco de cabeza móvil, los floppy disks, unidad de cintas magnéticas, los discos duros, etc .

En un periférico de almacenamiento en masa, se accesa a grandes cantidades de datos rápidamente y de manera randómica, se usa como un equipo de memoria secundaria, por tanto, la base de datos, sistemas operativos y programas, pueden guardarse en estos periféricos.

El equipo hombre-máquina.

Lo constituyen todos los equipos mencionados en el numeral 2.3.2.

Los computadores FRONT-END.

La función de este tipo de procesadores es manejar la red de comunicaciones.

El principal objetivo de tener los FRONT-END separados, es reducir la carga de los computadores principales. La tarea de manejar la comunicación con la RTU, no es complicada, pero es frecuente, requiriendo mucho tiempo de computación. Con esta ayuda, los computadores principales tendrán mayor potencia de procesamiento para realizar cálculos avanzados.

Se diseñan para proveer un nivel óptimo con respecto a las siguientes consideraciones de diseño:

- Medios para evitar que una falla simple cause la

pérdida de un enlace de transmisión.

- Establecer una interfase de software definido entre la red de comunicaciones con la RTU y el sistema de computadoras.
- Proveer una alta confiabilidad, durante mantenimiento preventivo.
- Sincronización del tiempo de las RTU's.

El sistema de computadoras FRONT-END, también se puede duplicar. Una computadora hace funciones on-line y la otra actúa cuando falla la primera. (*Ver apéndice III*)

Otros equipos.

Entre otros equipos que constituyen el hardware se tiene: equipo estándar de tiempo y frecuencia, registradores, equipo para mantenimiento del sistema y desarrollo, equipo especial del cuarto de control: piso, iluminación, aire acondicionado, monitores de humedad y temperatura, etc.

2.3.4 CONSIDERACIONES SOBRE SOFTWARE. 21. 18. 20. 24

Realizar una generalización del software del sistema SCADA, es una tarea difícil dada la diversidad de detalles en el diseño, que dependen de las necesidades específicas de cada usuario. Por otro lado depende de los programadores, pues cada uno de ellos tiene una manera

distinta de ver las cosas.

Existen muchas instrucciones usadas en el SCADA que son similares en diferentes funciones, por ejemplo, la adquisición de los datos, las funciones de presentación de los mismos.

Otras funciones necesitan mayor flexibilidad, de acuerdo a las demandas especiales, por ejemplo, la función de procesamiento de los eventos, registros y reportes.

Modularización.

Para lograr la flexibilidad mencionada, se necesita la modularización del software, de otra manera sería imposible para algunas personas trabajar en paralelo en un proyecto o hacer cambios en el software.

Una forma lógica de realizar la modularización, es dividir el software en partes correspondientes a las diferentes funciones, asignando un módulo a cada función.

Por ejemplo para el sistema SCADA llamado VANGUARD II de la compañía Ferranti International Controls, se tienen los siguientes módulos:

- Adquisición de datos.
- Manejo de la base de datos.

- Control supervisorio.
- Hombre/máquina.
- Alarmas.
- Registros.
- Red de comunicación entre computador esclavo y maestro.
- Monitoreo de inicialización y falla.
- Generación y actualización de la base de datos en tiempo real.
- Generación de muestreos visuales.
- Conteo de errores del sistema.

Los módulos deben ser analizados en forma individual, pero también se debe realizar una comunicación entre ellos, lo que requiere recursos como tiempo, memoria, etc. en el sistema de computación. Si no se hace una comunicación adecuada se presentan problemas en la eficiencia. Cuando se requiere un rediseño parcial del software, la modularización previa puede causar problemas al respecto.

Para definir el paquete de software, es necesario además, realizar programas o manejadores para cada objeto en particular, por ejemplo para los disyuntores, reconectadores, etc.

Sistema operativo en tiempo real.

El sistema SCADA necesita que se corran algunos

programas a la vez, pues ejecuta algunas funciones al mismo tiempo. La habilidad para correr algunos programas a la vez, caracteriza a un sistema operativo multiprogramable en tiempo real.

El sistema operativo se encuentra centrado alrededor de procesos, ejecutando algunos de ellos al mismo tiempo.

Las principales funciones del sistema operativo son

- Distribución y asignación de recursos entre los procesos.
- Comunicación entre los procesos.
- Manejo de entrada/salida (BIOS).
- Soporte para el desarrollo de programas.

Distribución y asignación de recursos entre los procesos. - El objetivo del sistema operativo es mantener ocupado la CPU, de modo que parezca que se realizan algunos procesos al mismo tiempo, cuando en realidad, en un instante de tiempo, solo puede ser ejecutado un programa o proceso (*en una configuración de computador de un solo procesador*).

Para saber cual proceso realizar primero y dejar en suspenso otro, se emplea un esquema de prioridades y el proceso con mayor prioridad se ejecuta primero.

Comunicación entre los procesos. - Los procesos se

pueden comunicar indirectamente, por ejemplo, a través de una base de datos global o directamente por medio de canales, que son entidades abstractas que aceptan mensajes de un proceso y los promueven hacia otro proceso.

Sistema básico de entrada/salida (BIOS).- Cuando un proceso requiere de un entrada o salida, esta debe ser independiente de un equipo físico específico. En lugar de ello, la entrada o salida se ejecuta por medio de archivos lógicos.

El software que ejecuta la operación de entrada o salida en el equipo físico se llama manipulador o manejador que están asociados con el BIOS. Cada clase de equipo requiere un manejador específico, de modo que si se va a incluir alguna nueva clase de equipo, se debe escribir un nuevo manejador o manipulador.

Soporte para el mantenimiento y desarrollo de programas.- Un sistema de computación para el control y despacho de la red contiene cientos de programas en diferentes formas (*fuentes, objetos, etc*). Para permitir el mantenimiento del software existente y el desarrollo de nuevos programas, se necesitan algunas facilidades que brinda el sistema operativo como:

- Editores.
- Compiladores.

- Enlazadores.
- Manejadores de archivos y librerías.
- Desarrollo de rutinas especiales.

Software de diagnóstico.

El software de diagnóstico es aquel que realiza la supervisión del software y del hardware. Incluye diagnóstico de programas, procesos y rutinas, chequeos de protección de memoria, pruebas del hardware, etc.

Software para la comunicación de sistemas duales.

Cuando existe un sistema de computación redundante, se debe proveer el software necesario para las comunicaciones, por ejemplo, software para la detección de fallas, generación de las bases de datos off-line, transferencias entre las bases de datos luego de que ocurre una falla, etc.

Lenguajes de programación.

:

Antiguamente se utilizaba el *Assembler* o lenguaje de máquina, que incluían instrucciones para operar directamente sobre los registradores del CPU, celdas de memoria, etc. Hoy en día el assembler solo se utiliza para funciones muy específicas, por ejemplo, emitir mensajes de error.

Posteriormente apareció el *Fortran*, como uno de los primeros lenguajes de alto nivel, que permitía las aplicaciones en tiempo real. Una de sus deficiencias es la dificultad para encontrar errores en el programa.

El paso siguiente en la evolución de los lenguajes de alto nivel es el *Pascal*, originalmente diseñado para propósitos educacionales, pero posteriormente se lo aplicó a computadoras de tiempo real. En ocasiones cada fabricante utilizaba su propio lenguaje de programación. Por ejemplo, la SIEMENS para su sistema PROKON-E, utiliza el lenguaje *Pearl*. ABB, para su sistema MicroSCADA utiliza el lenguaje SCIL, (*Ver apéndice IV*).

Para evitar esta utilización de variados programas y lograr una estandarización, aparece el lenguaje *Ada* para sistemas de control, desarrollado por el Departamento de Defensa de los EEUU, que tiene como base al *Pascal*, pero con otros componentes específicos.

El cambio en un lenguaje de programación busca mejorar la eficiencia y confiabilidad en el sistema SCADA.

Bases de datos (BDD).

La base de datos es una colección de datos que usa el SCADA o los programas de aplicación, para ejecutar las diferentes funciones del sistema.

Una base de datos contiene gran cantidad de información de diferentes fuentes, de esta manera los datos son usados por los diferentes programas e incluso algunos programas producen datos que luego son utilizados por otros programas.

En general el sistema trata los diferentes tipos de datos, como diferentes BDD, pero se provee un control centralizado de las mismas y se tratan todos los tipos de datos como parte de una BDD integrada. Todos los datos son igualmente accesibles al usuario y al software.

Una BDD en tiempo real requiere que:

- Se escriban o lean los programas en forma estandarizada, por medio de accesos lógicos.
- El sistema de BDD se proteja a sí misma contra errores de hardware o en los programas.
- Los datos sean automáticamente convertidos y escalados.
- Sea posible definir múltiples BDD para simulación, pruebas o entrenamiento.
- El acceso a la BDD sea rápido.

Estructura lógica y física de la base de datos.- Un usuario de la BDD, no necesita conocer el diseño físico de la misma o como se almacenan los datos en el computador, en lugar de esto, se desea conocer el acceso lógico usando lenguajes especiales para acceder a la BDD,

con los cuales el programador especifica las instrucciones de manera lógica.

Por tanto, existe una estructura lógica y una estructura física de la BDD, con posibilidad de transacciones entre ellas.

La estructura lógica de la base de datos se organiza de tres maneras:

- Jerárquica, que es una relación entre niveles (figura 2.30).
- Relacional, que es una relación entre objetos, por ejemplo, (figura 2.31).
- En forma de red, que es la menos utilizada.

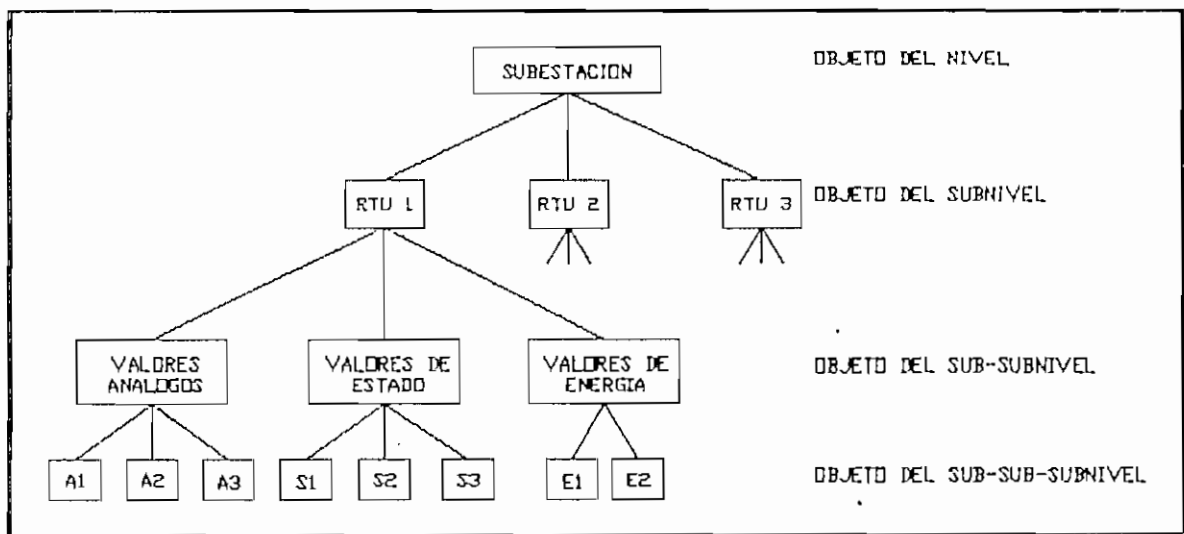


Figura 2.30.- Estructura jerárquica.

La estructura física de la BDD depende del tipo de memoria que se use: memoria principal o en disco.

IDENTIFICACION DEL PUNTO	FACTOR DE ESCALAMIENTO	VALOR PRESENTE	UNIDADES	RTU
A1	30	25.3	AMP	1
A2	50	10.2	KV	1
A3	100	54.0	MW	1
...
...

Figura 2.31.- Estructura relacional.

En la memoria principal, la BDD se almacena generalmente en alguna clase de área común, que se protege contra el acceso por parte de los programas, excepto de las rutinas de acceso a la BDD.

Los datos en los discos se almacenan como archivos que consisten de un cierto número de sectores. Un archivo se puede considerar como un gran cadena de bytes.

Bases de datos para computadoras duales.- Cuando tenemos un sistema en paralelo no existen muchos problemas cuando existe una falla, pues como están en paralelo, la BDD está siempre actualizada, de modo que los datos no se pierden

En un sistema maestro/esclavo, la BDD del computador de reserva debe ser permanentemente actualizada, para evitar problemas de pérdidas de datos cuando ocurra una falla. En ambos esquemas, el sistema debe tener funciones para la sincronización de las BDD.

2.4 UNIDAD TERMINAL REMOTA 13. 15. 18. 20. 21. 25

Hasta hace unos pocos años, las funciones de las RTU (*Remote Terminal Unit*), solamente estaban dirigidas a una interfase con el equipo eléctrico y a ejecutar las conversiones serie/paralelo o paralelo/serie, necesarias para hacer posible un control remoto básico.

Los avances en semiconductores, en tecnología de computadoras y el decremento en los precios de los circuitos integrados avanzados, han cambiado el panorama, de modo que las RTU's actuales (*basadas en microprocesadores*), son capaces de ejecutar funciones muy sofisticadas y a un bajo costo.

2.4.1 FUNCIONES.

La principal tarea de la unidad terminal remota "RTU", es coleccionar y almacenar los valores medidos y de estado, de todas las partes del sistema eléctrico que necesiten ser monitoreadas y controladas; luego de un preprocesamiento, envía esta información a la estación maestra o al medio de interfase de las comunicaciones (*procesadores front-end*). En dirección opuesta, se transfieren comandos desde la estación maestra hacia los equipos del sistema eléctrico.

Los datos coleccionados se pueden procesar de diferentes maneras de acuerdo al mayor o menor grado de

sofisticación de la RTU en cuando a su contenido funcional, que depende de causas como: diferencias en la cantidad de datos a colectarse, en los tipos y cantidad de equipos a controlarse, en la cantidad de funciones de procesamiento de datos, etc.

Un resumen de las principales funciones que puede realizar la RTU es el siguiente:

- Transferencia de información con la estación maestra.
- Adquisición de señales de estado (*de equipo y fallas*).
- Grabación secuencial de eventos.
- Adquisición de valores medidos analógicos y digitales.
- Monitoreo de valores límites y ancho de banda.
- Adquisición de valores de energía.
- Salida de comandos de operación y regulación (*comando chequear antes de operar o de ejecución inmediata*).
- Salida de valores de grupos de puntos analógicos y digitales.
- Salida de señales generales analógicas y digitales.
- Post Morten Review PMR.
- Actualización de la base de datos.
- Impresión de eventos.
- Facilidades de diagnóstico remoto.

2.4.2 COMUNICACIONES.

Referente a la estación maestra, el tiempo de respuesta para los datos es alto (1-2 segundos para indicaciones de estado y 2-10 segundos para valores análogos); existiendo diferentes posibilidades para la colección de los mismos, desde una completa colección cíclica (una búsqueda total) a una búsqueda con diferentes velocidades y en diferentes grupos.

Generalmente la capacidad del canal de comunicaciones es limitada, por tanto, para reducir la carga en dicho canal y usar la capacidad de la mejor manera, se usan algunos métodos como:

- Filtrado digital de los valores medidos.
- Transmisión de valores después de un filtrado con ancho de banda.
- Utilización de criterios de prioridad de las diferentes señales en caso de congestión.

Las comunicaciones se analizarán en detalle en la sección 2.5 de este capítulo.

2.4.3 SOFTWARE.

El software debe ser dividido en módulos lógicos, cada uno de los cuales puede ser codificado en el lenguaje que se crea mejor, probado independientemente, y

mantenido en una biblioteca de estándares.

El diseño debe estructurarse de modo que todo el software presente y futuro se acomode de una manera lógica, modular y correcta.

Todo el software debe examinarse a través de pruebas de validación, que deben hacerse mediante un plan formal y por individuos que no estén involucrados en el diseño. Para completar la verificación de una correcta operación, se deben probar todas las posibles combinaciones de condiciones anormales.

El software depende del contenido funcional de la RTU, en las RTUs simples el software puede ser preprogramado en la fábrica (*firmware*) y almacenado en una PROM (*sin la posibilidad de cambiar su contenido*). La RTU responde a un requerimiento del sistema central, buscando en las interfases de entrada/salida y enviando mensajes inmediatamente.

Para RTUs de mayor contenido funcional, se necesita realizar cambios en el software (*parámetros que especifican el número de entradas/salidas, velocidades, etc*), para lo cual dichos cambios se pueden cargar bajo línea desde el sistema central al software residente en RAM (*que permite la lectura y escritura*). En estas RTUs se examinan y colectan los datos continuamente usando colas de espera y almacenamiento de datos. Las longitudes

de las colas de espera se ajustan al tamaño y velocidad de los sistemas de entrada/salida.

Un punto deseable en las RTU es que muchas aplicaciones deberían ser satisfechas por una biblioteca de algoritmos que requiera solamente cargar la configuración y procesar los parámetros.

2.4.3 HARDWARE.

Generalmente se lo divide en una parte general y una parte para la entrada/salida.

La parte general normalmente contiene:

- Suministro de potencia.
- Microprocesador.
- Tarjetas para las comunicaciones.
- Tarjetas para la memoria.
- Un grupo de LEDs para indicar el estado de la RTU y de las funciones de entrada/salida.
- Conversores A/D.

Para la entrada/salida se tiene:

- Tarjetas para entradas análogas.
- Tarjetas para salidas análogas.
- Tarjetas para entradas digitales.
- Tarjetas para salidas digitales.

- Tarjetas para el conteo de pulsos.

Estos elementos de hardware se configuran en diferentes estructuras. La estructura final depende del tamaño de la RTU. Las RTU pequeñas se diseñan con un microprocesador y con un número fijado de entradas/salidas y con moderada variación en los mismos. En RTUs de mayor tamaño, existen módulos de hardware pertenecientes a una estructura modularizada y de bus orientado, como se observa en la *figura 2.32*.

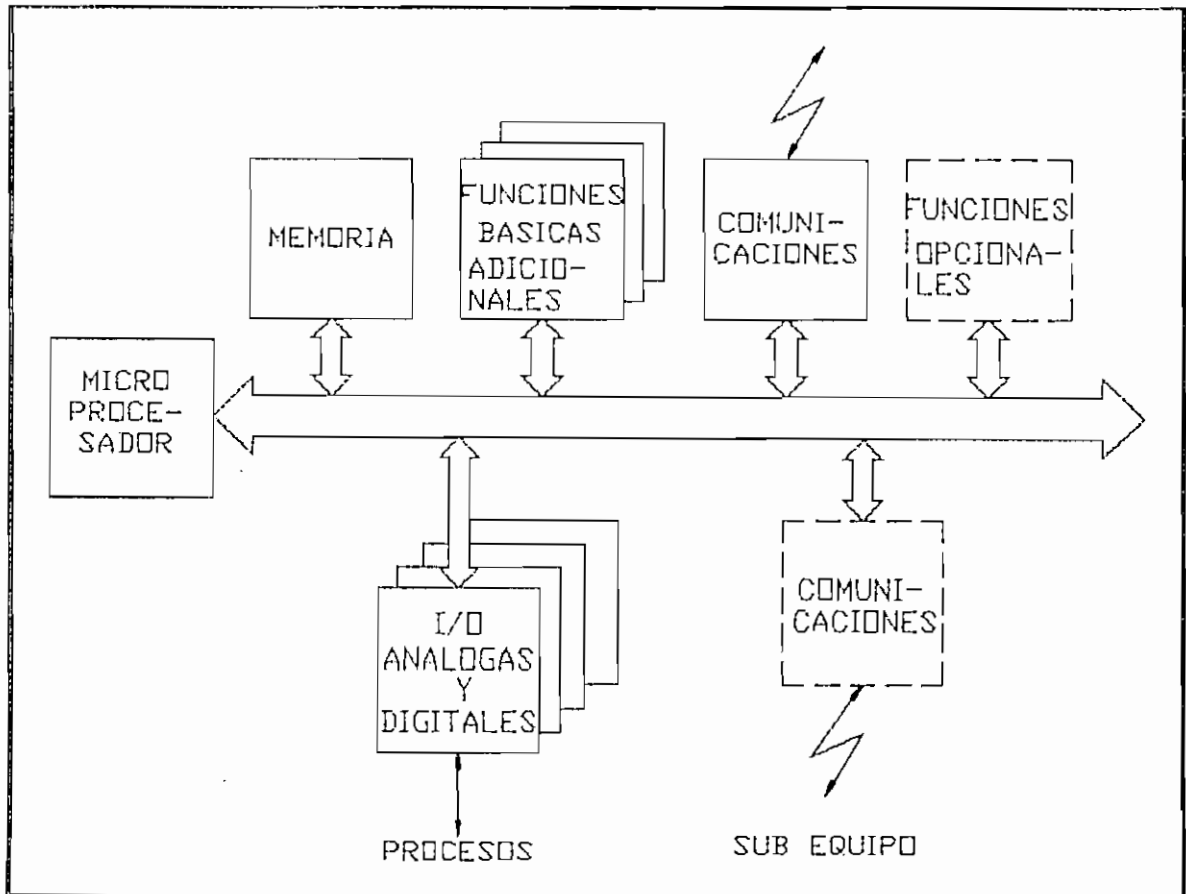


Figura 2.32. La RTU de bus orientado.

2.4.5 ENTRADAS Y SALIDAS.

Las entradas y salidas de la RTU se conectan al mundo externo por medio de la interfase, por tanto se deben diseñar con la adecuada protección al estar en un ambiente eléctrico hostil.

Para evitar mal funcionamiento así como daños en las tarjetas del circuito, se deben eliminar los ruidos y transitorios y se debe controlar el equipo en forma segura y correcta, para lo cual, existe la necesidad de aislamiento galvánico entre las señales de entrada y el circuito electrónico,

Se debe procurar la modularización en las interfases, de modo de poder combinarlas.

Entradas análogas.

Se originan de valores medidos, donde la señal primaria se ha condicionado en un transformador de voltaje o corriente y se ha convertido a un voltaje o corriente DC proporcional en un transductor, también provienen de transmisores, termocuplas, resistencias, etc. La mayoría de las veces, estos equipos son llevados a tierra en la RTU, pero no siempre.

Para la colección de las variables análogas se emplea el multiplexado y conversión A/D, análogo/digital,

usando conversores A/D conectados al bus de la RTU a través del multiplexer. También se debe filtrar la señal antes de que tenga lugar la conversión A/D, de modo de convertir señales de alta frecuencia a baja frecuencia.

La precisión del valor medido, depende por tanto de la precisión de los circuitos de entrada y multiplexers, la resolución y precisión de los conversores A/D y la eficiencia en el filtrado.

Entradas digitales.

Las entradas digitales se usan para:

- Valores de estado simples y dobles, que provienen de los estados de disyuntores, seccionadores, indicadores de alarma, etc.
- Señales digitales generadas por equipo de medición y que pasan a través de transductores con salidas digitales.
- Valores acumulados de energía, recibidos desde transductores en forma de pulsos, donde cada pulso representa una cierta cantidad de energía. Estos pulsos, con el software apropiado, pueden contarse en la RTU.

Para sensar el estado de los contactos de entrada se usa un voltaje DC de 24-60 voltios proporcionados por la batería de la estación o por la RTU en sí misma. También

existen entradas de 110-125 voltios.

Debe existir un aislamiento entre los contactos de entrada y el resto de la RTU que se lo hace con aisladores ópticos. Para eliminar el ruido se utiliza equipo digital o filtros RC. Para reducir el pico del voltaje se usan filtros o simplemente capacitores.

Salidas análogas.

Se usan generalmente para la regulación por medio de señales análogas como por ejemplo grupos de puntos (voltajes, corrientes). Los valores binarios son convertidos a la forma análoga equivalente mediante conversores D/A, digital/análogo.

También se usa la técnica de "seleccionar antes de operar".

Salidas digitales.

Comandan la operación de disyuntores, seccionadores, la regulación por aumento/disminución (*por ejemplo en ciertos generadores*), entre otros. El procedimiento para la salida digital puede ser en un paso o en dos pasos.

Cuando se realiza en un paso se ejecuta directamente ante el requerimiento de la estación maestra, por medio de pulsos digitales, como en los comandos de regulación

por aumento/disminución; cuando se ejecuta en dos pasos se utiliza la técnica "seleccionar antes de operar", para evitar la operación incorrecta y que la selección del equipo a operar sea reconocido por la RTU antes de la operación, por ejemplo, para disyuntores.

Generalmente la salida digital opera un relé interpuesto (*aislamiento galvánico*), que a su vez opera al objeto externo a través de un relé mas grande. De acuerdo a la capacidad del relé de salida, se lo puede utilizar para energizar la bobina de un equipo o para la operación directa de otro equipo.

La bobina de potencia del relé de salida se debe proveer con un circuito para protección en caso de fallas. Además se emplea un switch remoto/local para mantenimiento y operación local.

El tiempo de disparo o cierre se puede ajustar en rangos que van desde 1/4 de segundo a 10 segundos. El usuario debe especificar este tiempo según sus necesidades.

2.4.6 AMBIENTE ELECTRICO HOSTIL.

Descargas atmosféricas.

Muchas conexiones externas de la RTU están aisladas de los efectos directos de una descarga, por medio de

relés interpuestos y por el hecho de que se instalan generalmente en sitios en donde existe puesta a tierra y pararrayos.

Pero en ocasiones la tarjeta madre se puede quemar debido a un daño o a una inadecuada protección del pararrayos del canal de comunicaciones, por tanto el modem en la RTU, debe poseer protección contra descargas y así evitar que la misma se propague al resto de la RTU.

Sobrevoltaje y voltajes reversos.

La RTU debe tener protección para todas sus conexiones externas en contra de daños ocasionados por voltajes reversos y sobrevoltajes ocasionados por fallas.

Es deseable prevenir que el daño no se propague a través de la RTU, cuando se exceden los límites de protección.

Voltajes de modo común.

Los voltajes de modo común de cientos de voltios, pueden ser impuestos en las entradas y salidas de las RTU, originándose generalmente por la diferencias en los potenciales de tierra que se transmiten por el canal de comunicaciones, se originan también por fallas, equipos de referencia de la batería, etc.

Por lo tanto, se deben diseñar todos los puntos de entrada/salida para operar en un ambiente de modo común.

Descargas electrostáticas.

Causa daños a los componentes electrónicos y ocurre, por ejemplo, cuando se hace mantenimiento y alguna persona trata de tocar la cabina de la RTU.

Para evitar estas descargas electrostáticas, la persona debe tocar primero la cabina metálica llevada a tierra antes de manipular los circuitos electrónicos.

Los daños debido a esta causa, provocan una degradación lenta antes que un perjuicio inmediato.

Interferencia electromagnética.

La principal fuente de esta interferencia es el uso de transmisores de radio portátiles por parte del personal de mantenimiento y ocurre cuando la intensidad del campo excede un cierto nivel e introduce voltajes y corrientes en la circuitería de la RTU y en el equipo de comunicación.

Se puede evitar con una buena disposición de los equipos en el lugar, aunque debe existir una protección especial para circuitería con alta impedancia o RTUs cercanas a fuentes de campos electromagnéticos.

2.4.7 DISEÑO MECANICO.

Para las pequeñas RTUs que sirven solamente a unas pocas docenas de puntos de entrada/salida, se las puede colocar en una pared o montadas en un poste.

Las RTUs de mayor tamaño requieren de cabinas, que contienen racks, encontrando diversas longitudes de acuerdo al tamaño de la RTU.

Cabinas y racks se producen de manera estandarizada por los fabricantes, pero se optimizan para un producto específico.

Las cabinas permiten la entrada frontal y/o trasera y se entregan con circuitos para la fuente de alimentación. Se diseñan con refrigeración y protección contra gases corrosivos, vibraciones y polvo.

2.4.8 FUENTE DE ALIMENTACION.

Las RTUs requieren una potencia entre 50 y 700 W siendo generalmente alimentadas con baterías. Pueden tener su propia batería o estar conectadas a las baterías de la subestación (*en niveles de transmisión*), para lo cual requieren un aislamiento (*convertidores DC/DC*). Los voltajes más comunes son 48, 110 y 125 VDC, ocasionalmente 250 VDC o 24 VDC.

Muchos usuarios pueden tener baterías de 48 VDC y además de 125 VDC en su sistema, y la alimentación a la RTU puede ser switcheable de un voltaje a otro si se desea.

Estas baterías son flotantes, de modo que una falla simple en el lado + o en el - de la batería, va a tierra y no causa operaciones erróneas o daño en el equipo. La RTU debe ser capaz de operar sobre un rango de +/- 15% del voltaje nominal de la batería.

Otras RTUs (*en niveles de distribución*), operan con voltaje alterno de 120 o 240 VAC. Requiriendo (*convertidores DC/AC*).

La batería se usa también para suministrar potencia que garantice un voltaje estable en los canales digitales de entrada/salida.

2.5 COMUNICACION MAESTRO-REMOTO 15. 18

El alto costo de los canales que comunican maestro con remoto, restringe el diseño de las estaciones maestras y de las RTU. Los canales de comunicación limitan la velocidad a la cual se realiza la adquisición y control de los datos. El ruido que llevan los mismos también cambia el diseño del hardware y el software de la estación maestra y de las RTU, para garantizar que la información sea transferida correctamente.

2.5.1 CONFIGURACION DE LAS COMUNICACIONES.

Configuración.

Las diferentes posibilidades de configuración se ilustran *la figura 2.33*.

La configuración punto a punto es funcionalmente la más simple sin embargo, el método es caro, pues se necesita un único canal y equipos de comunicación separados para cada línea.

En la configuración serie un cierto número de RTUs comparten el mismo canal. Esto tiene un impacto en la eficiencia y la complejidad.

En la configuración serie-estrella algunos canales se concentran en una RTU.

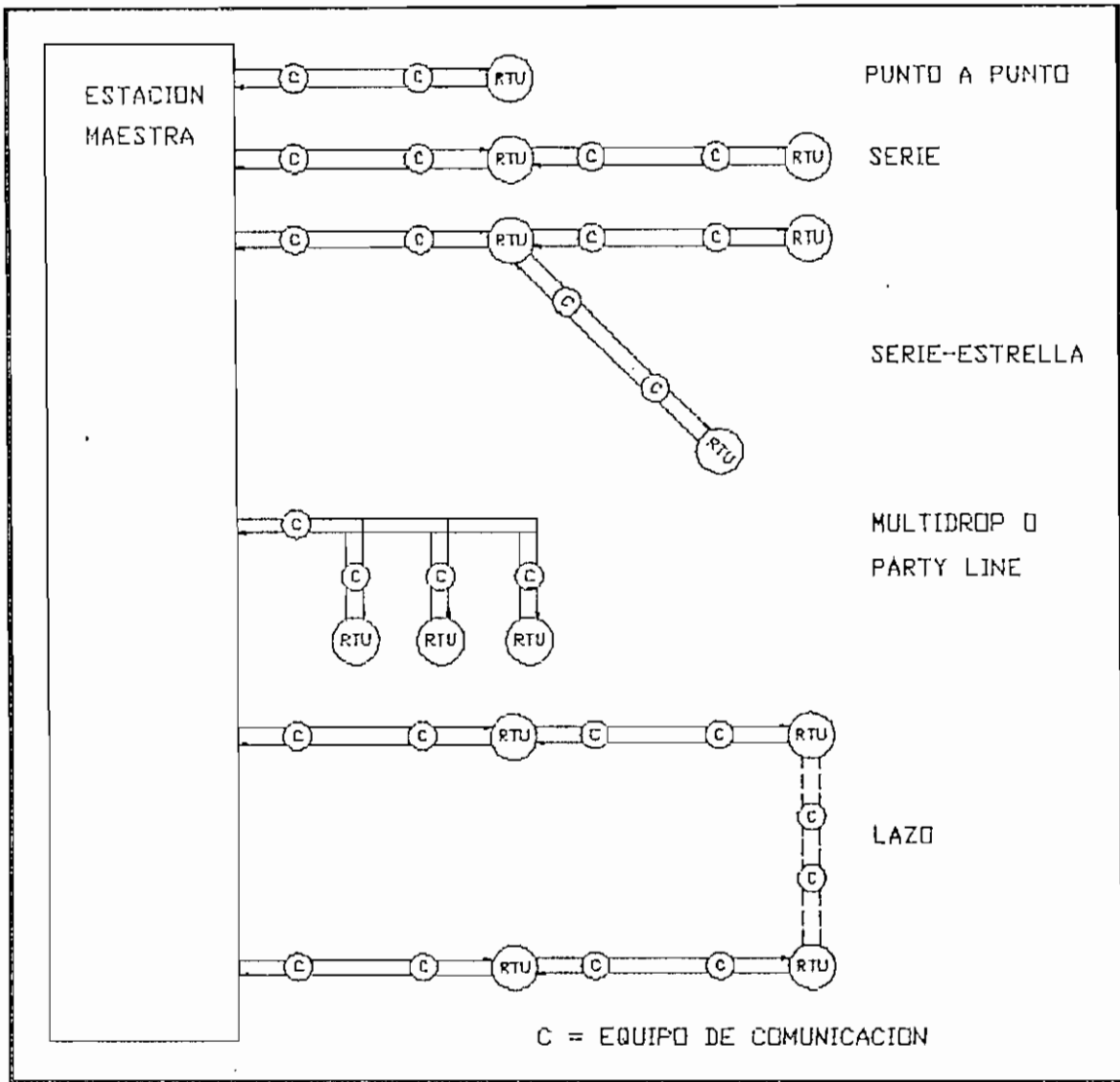


Figura 2.33 Configuración de las comunicaciones.

En la configuración "multi drop" o "party line", la estación maestra está conectada a más de una RTU por un camino común.

Para mejorar la eficiencia de las anteriores configuraciones es posible, algunas veces, hacer una configuración de lazo. Durante condiciones normales el lazo se divide en dos mitades, pero si una falla ocurre en el enlace, el lazo dividido se puede mover de modo que

las RTUs puedan comunicarse con la estación maestra.

Estas son configuraciones básicas dentro otras redes de comunicaciones más complejas. Más allá de los componentes básicos mencionados, debería ser posible usar computadores dedicadas a las comunicaciones (*computadores front-end*) para manipular cambios en las comunicaciones, mensajes de switcheo, etc.

Selección de la configuración.

La configuración de las comunicaciones depende de:

- Número de RTUs.
- Número de puntos y velocidades requeridas en las RTUs.
- Localización de las RTUs.
- Facilidades de comunicación disponibles.
- Equipo de comunicación y tecnología disponible

Analizados estos factores y con el objetivo de realizar una selección adecuada de la configuración del sistema de comunicaciones, se requiere de un estudio detallado que comprende algunos pasos sucesivos, a saber:

- Determinar los datos requeridos transferidos por las RTUs.
- Determinar los equipos de comunicación y técnicas disponibles.

- Determinar los requerimientos de los canales.
- Examinar las facilidades disponibles en las comunicaciones.
- Desarrollar configuraciones alternativas de comunicación.
- Analizar las configuraciones alternativas de comunicación.
- Seleccionar la configuración de las comunicaciones.

2.5.2 MEDIOS.

Los medios de comunicación se agrupan en:

- 1) Los medios que utilizan la interconexión física como por ejemplo cables coaxiales y fibras ópticas.
- 2) Medios que no utilizan interconexión física tales como enlaces por radio o por microondas.

Los principales medios de comunicación son:

- Cables y alambres.
- Cables coaxiales.
- Fibras ópticas.
- Líneas telefónicas.
- PLC.
- Ondas de radio.
- Microondas.
- Satélites.

Cables y alambres

Los cables para estos propósitos se diseñan de manera especial, tomando en cuenta la resistencia mecánica, los niveles de aislamiento requeridos al alto voltaje, etc.

Tienen la ventaja de involucrar pequeña cantidad de nueva tecnología, se los puede usar para una transmisión simple o doble media a velocidades sobre los 9600 bits por segundo.

Este sistema de comunicación se puede usar para sistemas SCADA en plantas industriales, en donde los cables recorran distancias por debajo de una milla, no debe usarse para comunicación entre sitios muy lejanos, dado el alto costo de instalación.

Pese a esto se ha utilizado este sistema, ya que los cables enterrados están libres de vandalismo, pero las instalaciones al aire libre son susceptibles de interferencia electrostática y electromagnética, por lo que se deben proteger contra voltajes inducidos, corrientes de falla, descargas de rayos, etc.

Cables coaxiales

Se diseñan para altas velocidades de transmisión y para mayores anchos de banda que los cables normales.

Tiene un cable interior que está rodeado por un aislamiento y una red metálica así como una cubierta protectora. Los cables coaxiales se usan para intercomunicar equipos de computación y como un medio para las comunicaciones sobre distancia.

Debido a mayor ancho de banda es posible una gran velocidad de transmisión, muchos Kbits/s o Mbits/s. Generalmente las instalaciones con cables coaxiales para comunicaciones remotas son más costosas.

Fibras ópticas.

En años recientes, las fibras ópticas han ganado considerable atención. Usar luz para enviar mensajes puede no aparecer como la mejor solución, pero una transmisión óptica tiene un gran número de ventajas:

- Total inmunidad ante interferencias electromagnética.
- Gran capacidad de información con un ancho de banda de 500 Mhz o más.
- No permiten iniciar incendios en lugares peligrosos.
- El cable tiene una larga vida ya sea en instalaciones bajo tierra o bajo el agua.
- No le afectan las tormentas eléctricas.
- Son excelentes en la transmisión de datos digitales.

A pesar de estas ventajas las fibras ópticas también presentan algunas desventajas como las siguientes:

- Requieren de transmisores y receptores los cuales necesitan fuentes de DC, lo cual aumenta los costos.
- Se requiere conectores especiales para alinear las fibras y se debe tener adiestramiento para instalarlas.

Líneas telefónicas

Los circuitos pueden arrendarse a la compañía de teléfonos. Tales circuitos se pueden usar como una parte de la red de comunicaciones, con ciertas restricciones impuestas por la compañía de teléfonos. Existen algunas posibilidades:

- Dos cables de audio, cada uno cargado o descargado para distancias sobre los 20 Km. La respuesta de frecuencia puede ser extendida para DC a algunos Khz, dependiendo de la longitud.
- Se puede arrendar circuitos de baja velocidad de datos los cuales son baratos y se usan para 50-200 bits/seg.
- Se pueden arrendar circuitos de grupos (60-108 Khz) o de supergrupos (312-552 Khz).
- Se puede arrendar circuitos digitales, los cuales van a ser más fácilmente disponibles debido a que son los que más utilizan las compañías de teléfonos.

La interfase entre los sistemas de potencia y la red telefónica, requiere considerable atención sobretodo bajo condiciones de falla del sistema de potencia. Para la seguridad de personas y equipos, la red telefónica debe ser protegida de voltajes y corrientes inducidas, corrientes parásitas, etc.

Tienen algunas ventajas si se arriendan, por ejemplo, simplificar el problema de desarrollar una red de comunicaciones, el capital invertido es mínimo, etc.

Pero también tiene desventajas, por ejemplo, la división de responsabilidades entre dos empresas, entre otras.

Power Line Carrier (PLC).

Es la técnica por la cual señales de radio de alta frecuencia son transportadas sobre los conductores metálicos, las que moduladas transportan la información. El tipo de información se asocia generalmente con la operación de los sistemas eléctricos, por ejemplo, señales de protección, control remoto, etc.

Consiste básicamente de 1) los transmisores, receptores y componentes asociados, 2) el acoplamiento y el equipo de sintonización y 3) la línea de potencia en sí misma, la cual puede ser aérea, subterránea o bajo el agua.

Las frecuencias disponibles para los enlaces PLC, están en el rango de 30-500 KHz, para líneas de transmisión de alto voltaje y en el rango de 45-55 KHz, 3-10 KHz y 100Hz-1KHz para líneas de distribución de bajo voltaje.

La confiabilidad del enlace PLC es excepcionalmente alta, sin embargo depende de la disponibilidad de la línea de potencia sobre la cual está instalado. Es la línea de potencia en sí misma la que determina la confiabilidad del PLC como un sistema de comunicación.

Sus principales desventajas son: su sensibilidad a las descargas eléctricas, las líneas de transmisión son muy ruidosas, etc.

Ondas de radio

Los enlaces de radio se emplean generalmente para comunicaciones de larga distancia, sobre los 100-200 Km. Tienen los siguientes méritos:

- Independencia de las líneas de potencia.
- Independencia de los circuitos telefónicos.
- El costo es más bajo que los sistemas que emplean cables.
- Su inherente aislamiento galvánico permite el uso de enlaces de radio en zonas de alto riesgo de potenciales a tierra.

Pero el sistema también presenta algunas desventajas:

- Problemas en la asignación de las frecuencias y problemas de propagación.
- Localización de los usuarios de los canales, generalmente en sitios poco favorables para los enlaces por radio.
- Pueden aumentar los costos, los accesos a las repetidoras, aunque se puede aliviar esto, usando las ya existentes.
- Están expuestos al vandalismo.

Podemos tener frecuencias VHF y UHF, las VHF van de 30-300 Mhz, mientras que las UHF se extienden de 300-3000 Mhz.

Microondas

Normalmente se encuentran en la banda de frecuencia de 2-13 Ghz. Un enlace por microondas usa una línea de vista directa entre las antenas parabólicas. Sobre largas distancias se usan repetidoras para amplificar la señal.

Las microondas son eficientes para la transmisión de datos a sitios remotos. Si se tiene un sistema de comunicación con enlaces por microonda en una configuración de lazo, se tienen sistemas con alta confiabilidad. Se pueden combinar microondas con PLC,

para asegurar una alta velocidad en las comunicaciones.

Satélites.

La tecnología para usar satélites en los sistemas de comunicación ha tenido un gran desarrollo. Un enlace por satélite es lo mismo que tener un enlace por radio en el espacio. Sin embargo un solo satélite puede tener una considerable capacidad de comunicación y cubrir una gran área de la tierra.

La ventaja de usar satélites es que resulta como tener un sistema gigante de comunicación, los problemas de seguridad pueden poner algunas restricciones a su uso, así por ejemplo un satélite maneja un número de funciones de comunicación, cuando falla, todos los sistemas de comunicaciones se pierden, otro limitante a su utilización es el costo.

2.5.3 TECNICAS DE COMUNICACION.

La información se puede presentar en una forma digital o análoga. La representación análoga es natural, pero no es realista para las comunicaciones de larga distancia, pues una señal análoga se distorsiona fácilmente. Por lo tanto se utiliza las técnicas de comunicación digital.

Comunicación paralelo y serie

En una comunicación en paralelo una transferencia de, por ejemplo, (una palabra) (16 unos y ceros), se la hace simultáneamente. Se ejecuta a muy alta velocidad y es relativamente costosa, usándose principalmente en la comunicación entre computadoras.

Cuando existe alguna distancia entre las unidades comunicadas, se usa la comunicación serie, esto significa que los bits de datos se envían uno después de otro. La capacidad de transmisión de un enlace serial se mide por el número de bits que pueden ser transferidos en un segundo, bits/segundo o bps.

Transmisión sincrónica y asincrónica.

En una transmisión asincrónica el emisor y el receptor tienen dos relojes independientes, los cuales no están sincronizados todo el tiempo. Antes de que un dato pueda ser detectado se deben sincronizar los relojes, esto se hace con un código de inicio o con un bit de inicio; una vez que se han transmitido los datos se completa el mensaje con un código de parada o un bit de parada.

Cuando se usa la transmisión sincrónica el emisor y el receptor tienen relojes que están sincronizados todo el tiempo. Normalmente en el emisor se encuentra el reloj

maestro y el receptor deriva la información de tiempo del anterior.

Aparentemente cuando ellos no se han comunicado por un largo tiempo, hay un gran riesgo de tener errores en el tiempo. Una forma de solucionar esto es enviar un flujo de estado de caracteres de sincronización entre cada mensaje.

El equipo para transmisión asincrónica es menos costoso que el equipo para la transmisión sincrónica, pero la transmisión sincrónica es mejor para altas velocidades de transmisión.

Transmisión simplex-duplex

La transmisión simplex provee un movimiento de datos solamente en una sola dirección.

La transmisión half duplex, provee un movimiento de datos en ambas direcciones, pero solamente en una dirección a un tiempo.

Una transmisión full duplex, transmite simultáneamente en ambas direcciones y se puede usar al mismo tiempo.

A la secuencia de bits en una transmisión, se le debe dar una interpretación lógica; esto se hace usando

un código en el cual a una secuencia de bits se le da un significado, por ejemplo un caracter, un número, un comando. Existen algunos códigos como por ejemplo el código ASCII.

Modem

En la transmisión digital, si los niveles binarios van a ser llevados sobre una distancia larga, debe haber algún método por el cual se puede amplificar o modular la señal.

La transmisión es eficiente si los ceros y unos son modulados a la misma señal AC. Un modem que se sitúa a los dos finales del enlace de comunicación, modula o demodula la señal de acuerdo al principio de modulación seleccionado. El término modem se refiere al hecho de que tanto la modulación como la demodulación se ejecutan normalmente en el mismo aparato si se usa una comunicación de dos vías.

Existen tres métodos diferentes para modular una señal AC y un cierto número de combinaciones de ellos y son: Modulación de Amplitud, Modulación de Frecuencia y Modulación de Fase.

Transmisión simultánea de informaciones diversas (Multiplexing).

Los multiplexers (*MUXs*), se usan para conectar un número de equipos de comunicación de baja velocidad y combinarlos dentro de flujos de datos de alta velocidad. Este flujo de datos puede ser demultiplexado en una central por otro MUX y convertida a la forma original. Se obtiene una solución de costo efectivo, pues en lugar de muchos canales de baja velocidad se envía algunos mensajes sobre un canal de comunicación de alta velocidad.

Se usan diversas técnicas de transmisión simultánea de informaciones diversas, las más comunes son: transmisión simultánea por división de frecuencia y transmisión simultánea por división de tiempo.

Transmisión simultánea por división de frecuencia, divide el rango de frecuencia de transmisión en subcanales, por ejemplo bandas angostas de frecuencia. Esto requiere que la velocidad de cada línea conectada sea suficientemente baja para ajustarse a los límites del ancho de banda. Todos los datos para todas las líneas se envían simultáneamente. *Ver figura 2.34 a.*

Transmisión simultánea por división de tiempo, donde cada pieza de información, se transmite como parte de un mensaje digital serial, sobre un distinto instante de

tiempo y luego es demultiplexada por el receptor dentro de piezas individuales de información. Debido a su eficiencia y bajo costo este tipo de transmisión es la más utilizada en los sistemas SCADA. Ver figura 2.34b.

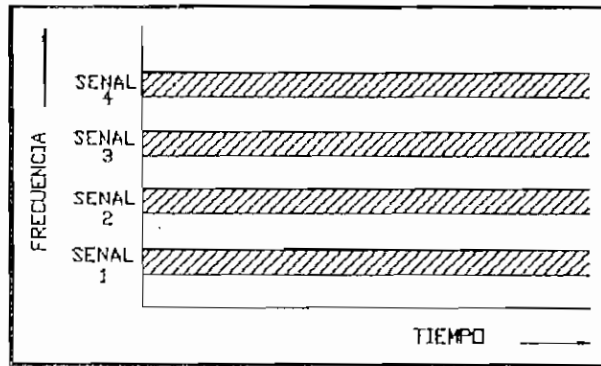


Figura 2.34 a. Transmisión simultánea por división de frecuencia.

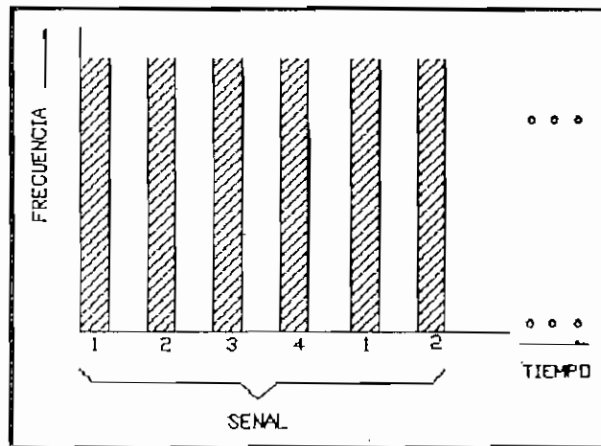


Figura 2.34 b. Transmisión simultánea por división de tiempo.

Esquemas de corrección y detección de errores.

Los errores son inevitables en la comunicación de datos y se deben a algunos factores como ruido, descargas atmosféricas, etc. Por ejemplo para un canal telefónico de grado de voz de baja velocidad se tiene un rango de

error de 1 a 100000, lo que significa que de 100000 bits transmitidos, uno no es recibido correctamente.

Para el monitoreo y control del sistema eléctrico, estos rangos de error no son aceptables, por lo que se utilizan los esquemas de corrección y detección de errores que se dividen en dos clases:

- Control de formato.
- Códigos de corrección y detección de errores.

El control de formato se basa en el monitoreo de la apariencia de la forma de onda de la señal recibida, detectando ruido y distorsión en la misma.

Los códigos de corrección y detección de errores se basan en la adición de información redundante al mensaje transmitido, así se posibilita un chequeo de la sintaxis lógica.

2.5.4 FORMATOS DE MENSAJES DE LAS COMUNICACIONES.

La transmisión de información entre maestro y RTU, requiere el uso de mensajes seriales digitales. Estos mensajes deben ser seguros, eficientes, flexibles y fácilmente implementados en Hardware y Software.

La eficiencia se define como:

Información transmitida en bits

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{bits de información}}{\text{bits totales transmitidos}}$$

La seguridad es la habilidad para detectar errores en la información original transmitida, causada por ruido en el canal de comunicación .

La flexibilidad permite que diferentes cantidades y tipos de información sean transmitidos por medio de comandos desde la estación maestra

Los mensajes se dividen en tres partes:

- Establecimiento del mensaje, que provee señales para que el receptor seleccione correctamente el mensaje transmitido de cientos de posibilidades.

- Información, la cual provee los datos a ser enviados al receptor en una forma codificada para permitir al mismo decodificar la información y utilizarla apropiadamente.

- Terminación del mensaje, provee el chequeo de seguridad del mensaje, de modo que no existan errores en su establecimiento o en los campos de información. El chequeo de la seguridad del mensaje consiste de operaciones lógicas sobre los datos lo que resulta en un número predefinido de bits chequeados transmitidos con el

mensaje. En el receptor la misma operación se ejecuta sobre los datos y se compara con los bits chequeados recibidos, si son idénticos, el mensaje se acepta, de otra manera se requiere una retransmisión del mensaje original.

Formato de mensaje asincrónico.

Un ejemplo típico es el formato de mensaje asincrónico.

Ver figura 2.35

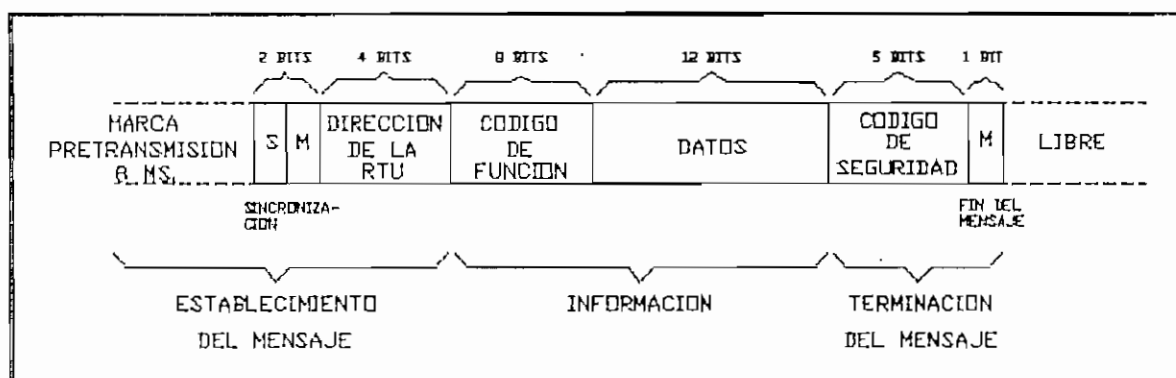


Figura 2.35 Formato de mensaje asincrónico.

El campo de establecimiento del mensaje tiene tres componentes:

1) Una impulso de trabajo de pretransmisión de mínimo 8 milisegundos para condicionar el modem receptor para los bits de sincronización.

2) Sincronización, consiste de 2 bits, un espacio seguido por una marca (*impulso de trabajo*). La interfase asincrónica se diseña para empezar la decodificación de

los bits después de la transmisión de dicha marca.

3) Direccionamiento de la RTU, la cual permite a un receptor seleccionar el mensaje para determinada RTU direccionándolo a la misma. Para evitar una posible mezcla de direcciones de las RTU, se recomienda que cada una de ellas tenga una dirección única.

El campo de información contiene 20 bits de los cuales 8 bits son un código de función y 12 bits se usan para datos.

El campo de terminación de los mensajes tiene dos componentes:

1) Código de seguridad, que contiene 5 bits y permite la recepción lógica para detectar errores en el mensaje. Si se detecta un error, el mensaje puede ser retransmitido para obtener un mensaje correcto.

2) Marca de finalización del mensaje, que provee el último bit como una marca, de modo que otro mensaje pueda seguir inmediatamente después.

Formato de mensaje sincrónico.

Un ejemplo se encuentra en la *figura 2.36*.

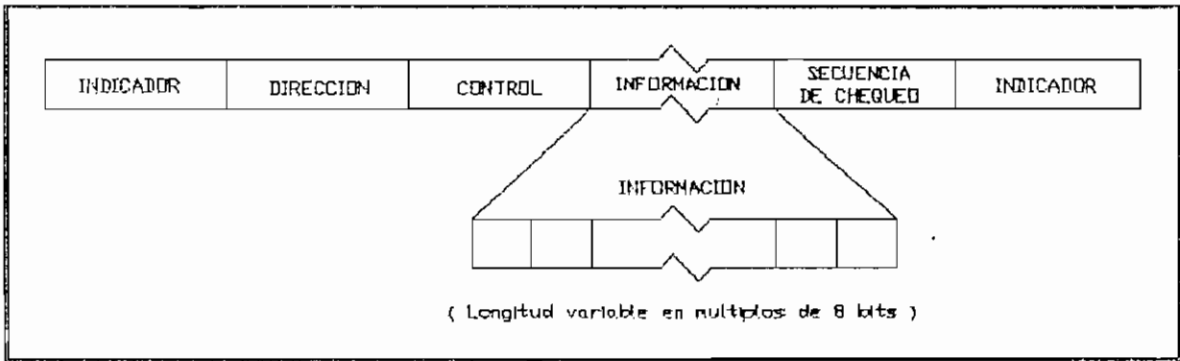


Figura 2.36 Formato de mensaje sincrónico.

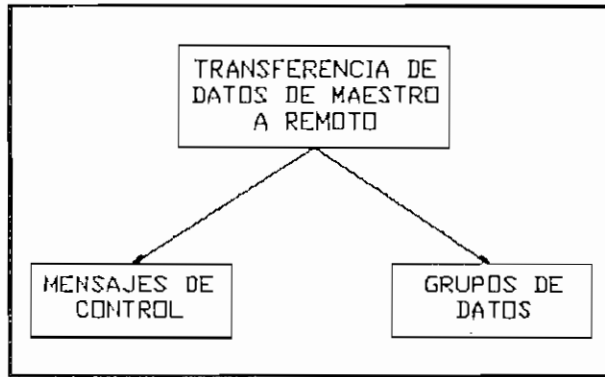
La primera parte de la estructura es un indicador que es siempre el mismo, por ejemplo, 01111110, seguido por el direccionamiento. A continuación 8 bits para el campo de control que define la función de la estructura. Seguidamente la información, de longitud variable en múltiplos de 8 bits. Luego una secuencia de chequeo de la estructura, terminando con el mismo indicador del principio.

2.5.5 TRANSFERENCIA DE INFORMACION.

Transferencia de datos de maestro a remoto.

La información que se transmite de maestro a remoto cumple diversos objetivos como control de equipos, control de grupos de puntos, transferencia de grupos de datos, etc.

Comprende:



En la transferencia de mensajes de control, debido a las posibles consecuencias de operar incorrectamente un equipo o recibir un mal mensaje, se requiere una seguridad adicional para el control, en la forma de una secuencia de mensajes llamada comúnmente "seleccionar antes de operar". Ver figura 2.37

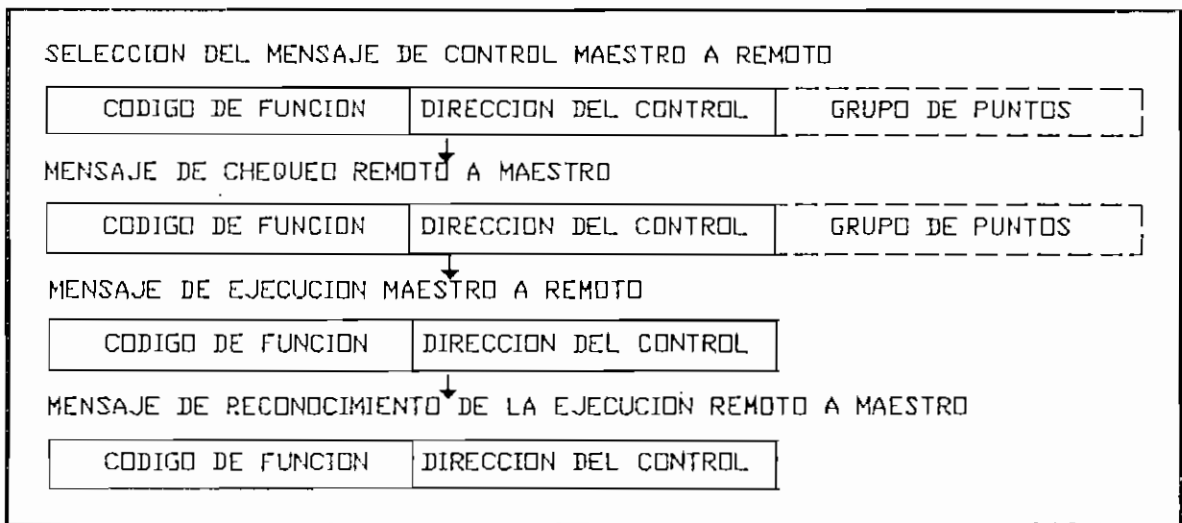


Figura 2.37 Secuencia de mensajes para control.

Notas:

- 1.- Los campos de establecimiento y terminación de

los mensajes no se muestran.

2.- El código de función, especifica la operación que la RTU debe ejecutar.

3.- La dirección del control especifica el equipo o grupo de puntos a ser controlado.

4.- El grupo de puntos provee el valor que va a ser aceptado por la RTU.

5.- Un mensaje de chequeo remoto a maestro se deriva del punto de hardware seleccionado de la RTU, para verificar que la RTU tiene interpretado correctamente la selección del control.

6.- Un mensaje de ejecución maestro a remoto, se transmite solamente después de recibir un apropiado mensaje de chequeo.

7.- Un mensaje de reconocimiento de la ejecución de remoto a maestro es una indicación positiva de que se inició la acción de control deseada.

La transferencia de grupos de datos del maestro al remoto, incluyen datos tales como parámetros para reporte por excepción y parámetros para equipos controlados localmente. Este tipo de transferencia se cumple con la secuencia de la *figura 2.38*.

Notas:

1.- Los campos de establecimiento y terminación de los mensajes no se muestran.

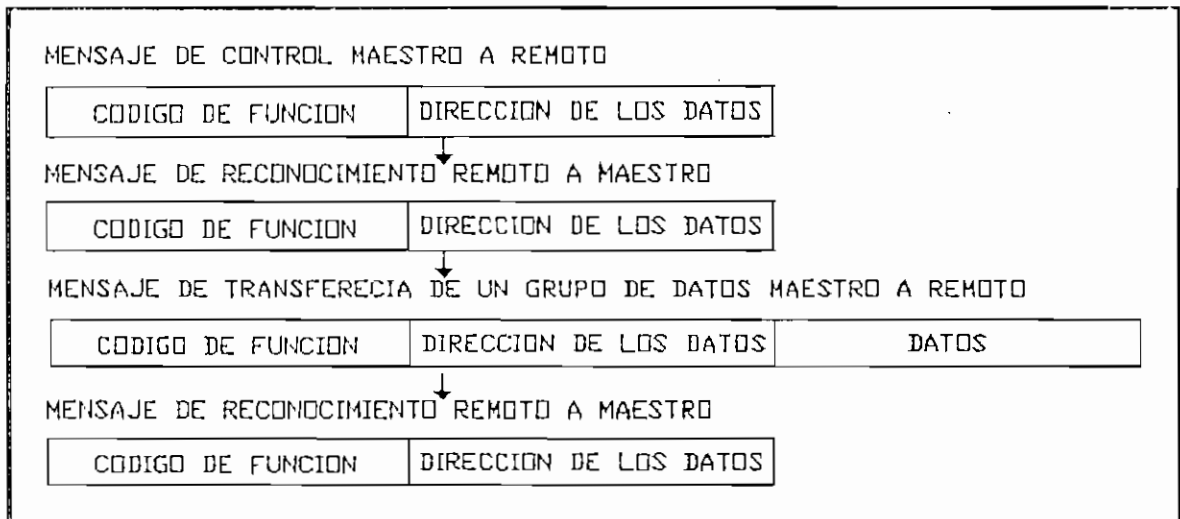


Figura 2.38 Secuencia de mensajes para transferencia de grupos de datos

2.- Se requiere una precaución especial si se usa un canal de comunicaciones "party line", para que otras RTU no decodifiquen el grupo de datos transferidos en un mensaje.

El propósito de los dos primeros mensajes es preparar a la RTU para recibir un mensaje más grande que lo normal. El tercer mensaje transmite los datos y el cuarto indica que los datos fueron correctamente recibidos en la RTU.

Transferencia de datos remoto a maestro.

Todos los datos transferidos del remoto al maestro se cumplen con una secuencia de mensajes básicos. Ver figura 2.39.

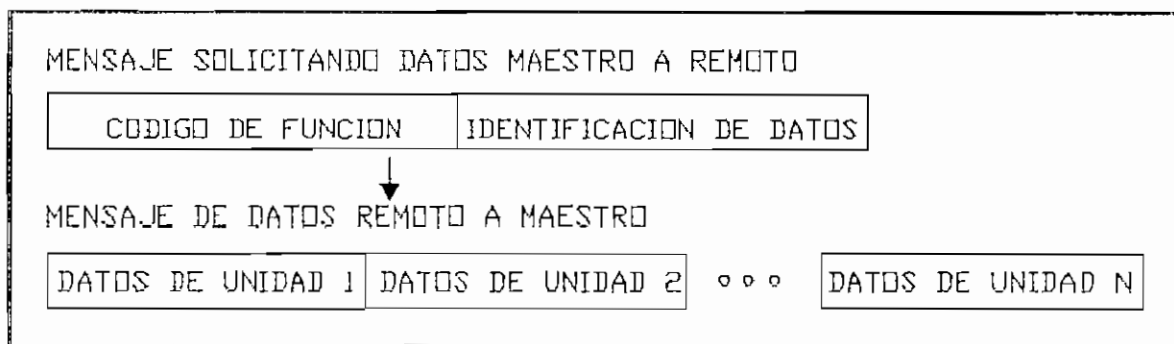


Figura 2.39 Secuencia de mensajes para adquisición de datos.

Notas:

- 1.- Los campos de establecimiento y terminación de los mensajes no se muestran.
- 2.- El código de función especifica el tipo de dato que va a ser transferido por la RTU.
- 3.- La identificación de los datos, define la cantidad y tipo de datos requeridos por la estación maestra.

En cada mensaje transmitido por las RTU, es necesario retener el mensaje transmitido en un buffer de la RTU, de modo que si la estación maestra no recibe el mensaje correctamente pueda pedir una retransmisión. De otra manera esta información se perdería.

Con la secuencia mostrada en la última figura se pueden transferir: valores análogos, valores de estado, valores de acumuladores de pulsos, datos almacenados, reportes de datos por excepción, etc.

2.6 JERARQUIZACION 18. e

La organización en la operación de los sistemas eléctricos en gran medida determina la estructura de un sistema de control. Se utiliza, por tanto, el concepto de jerarquización, que se deriva del hecho de que los diferentes subsistemas y componentes del sistema eléctrico, requieren diferentes niveles de operación y control.

Nada está dicho en cuanto a las funciones que deben tener cada uno de los centros de control que se manejen dentro de una estructura jerárquica, esto depende del sistema eléctrico específico del que se trate y de ciertos factores como: tamaño de los sistemas locales, capacidad y tipo de los sistemas de comunicaciones, capacidad de procesamiento de datos, etc.

En el sistema eléctrico ecuatoriano, en cuanto a la operación se refiere se ha definido una estructura jerárquica, que además es la aceptada actualmente para el manejo de los sistemas eléctricos, es decir se debe considerar el conjunto: generación - transmisión - subtransmisión - distribución, con el objetivo de lograr la eficiencia global que permita cumplir con las normas fundamentales de la operación de un sistema, es decir confiabilidad y calidad al menor costo posible.

Por otra parte los diferentes niveles jerárquicos

deben mantener su autonomía operativa, estas condiciones se reflejan en las definiciones funcionales para un centro de control.

La estructura definida para los centros de control es la siguiente:

- El primer nivel jerárquico de la estructura lo constituye el CNCE (Centro Nacional de Control de Energía), responsable de la supervisión y control de la generación y de la red de transmisión del país (SNI).

- El segundo nivel lo constituyen los CCA (Centros de Control de Área), responsables de la supervisión y control de las redes de subtransmisión - distribución de las Empresas Eléctricas, las mismas que reciben energía en bloque del Sistema Nacional.

- Dentro del segundo nivel existen áreas de alta densidad de carga que requieren la supervisión y control a lo largo de los alimentadores primarios, dependiendo de la magnitud de los puntos requeridos, se podría considerar como un CCD (Centro de Control de Distrito).

El funcionamiento de la estructura prevista permite mantener la coordinación adecuada, puesto que las decisiones orientadas a la economía de la operación y al análisis de seguridad del sistema, son responsabilidades del primer nivel jerárquico; mientras que las acciones de

operación en las redes de subtransmisión y distribución de las Empresas Eléctricas, el control de calidad del servicio, son responsabilidad del segundo nivel jerárquico.

Cuando el sistema se encuentra en condiciones normales, las acciones de control serán ejecutadas independientemente sobre sus redes de responsabilidad por los diferentes niveles jerárquicos. En condiciones de emergencia, las acciones requeridas deben ser ordenadas por los niveles jerárquicos superiores, es decir en caso de que el SNI pase al estado de emergencia, las acciones requeridas en las redes de las Empresas para volver al sistema al estado normal serán ordenadas por el CNCE y ejecutadas por los CCA, el mismo procedimiento se aplica para la relación entre los dos niveles jerárquicos dentro de las empresas.

CAPITULO 3

CAPITULO 3

PLANIFICACION OPERATIVA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

En este capítulo se hará una comparación de la operación manual y automática de un Sistema de Distribución, tomando como ejemplo el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, con el antecedente, de que dicha Empresa fue la que realizó en nuestro país el primer intento de automatización de la Red de Distribución por medio de sistemas SCADA, llevando a cabo su proyecto: "Sistema de Control y Gestión de Cargas Eléctricas en Estaciones Urbanas de Distribución".

- Este sistema se ha implementado para una zona piloto de la ciudad de Quito, que consta de 27 primarios pertenecientes a seis subestaciones de distribución del área urbana de Quito, denominadas: 9, 10 Vieja, 10 Nueva, 11, 12 y Carolina.

En la EEQSA fue posible la realización de este proyecto en base a una subvención económica asignada por la Comunidad Económica Europea al gobierno del Ecuador y con la participación tanto de compañías extranjeras, como de Ingeniería local.

Descripción general del sistema de la EEQSA. 28

El sistema propuesto parte de la selección del equipo informático que lo soporta y de una separación clara entre sus dos funciones de base:

- La supervisión de los equipos de las subestaciones y el control de las cargas de los alimentadores primarios.

- El tratamiento y análisis de las cargas de salida y de las cargas distribuidas sobre la red de distribución.

La primera función es clásica. Su realización se basa normalmente en la puesta en marcha de un equipo de adquisición y de control de datos (*SCADA*) compuesto de un sistema central y de estaciones de adquisición de datos.

La segunda función (*DMS Distribution Management System*) es específica del proyecto. Su objetivo consiste en almacenar y explotar la información sobre la carga y la topología de la red de media tensión.

Para la función *DMS* se tiene que se alimenta los datos en tiempo real así como en tiempo real extendido. Los datos en tiempo real son suministrados por el sistema *SCADA* y los datos del tiempo real extendido se los obtiene por medio de la información adquirida a través de los registradores portátiles, ubicados a lo largo de la red, mediante campañas de medición.

En cuanto al Hardware se refiere, está compuesto de dos computadoras PC Compaq 286 que sirven para el sistema SCADA y para el DMS, cada una de las cuales tiene el correspondiente software para cumplir con las funciones impuestas.

El sistema operativo es el MS/DOS con una serie de utilitarios que permiten trabajar en tiempo real, lo cual viene a constituirse en un sistema digital muy versátil, de fácil operación y de acceso simple, con la posibilidad de implementar a futuro utilitarios adicionales.

Entre el SCADA y el DMS existe una red de interconexión LAN que permite la transferencia de datos.

Como elementos de salida se tienen impresoras y plotter a más de las pantallas especiales, lo que permite al operador visualizar el estado de la red y también una pantalla normal que permite obtener los resultados del DMS.

3.1 OPERACION MANUAL 10. 6

Operación.

La operación de un disyuntor a lo largo del alimentador, es realizada por personal que ejecuta las acciones de control, actuación sobre los equipos de corte y seccionamiento, ordenadas por los Supervisores de turno

(uno para la zona urbana, y uno para la zona rural). La red se ha dividido en dos zonas: urbana (2 grupos de operadores, 24 horas) y rural (8 grupos, 12 horas). Los recursos asignados a cada grupo son: un vehículo, radio, equipo de operación y de protección personal.

Otra área involucrada en la operación de la red de Distribución es Despacho de Distribución. El despachador con la información recibida por teléfono de los reclamos de los clientes, en función de la frecuencia y ubicación de los mismos, está en capacidad de determinar áreas que se encuentran sin servicio, informando en forma inmediata a los supervisores de operación de la red, así como a los operadores.

En cuanto a la adquisición de datos analógicos y de estado, se tienen solamente mediciones de carga de los primarios en una lectura de periodicidad anual; la información de un cambio de estado en los elementos de maniobra, se la deduce en función de los reclamos de los clientes, considerando el número y la localización geográfica; posteriormente cuando el personal de operadores llega a la subestación se confirma la información sobre la ocurrencia de una desconexión de un disyuntor de salida de un alimentador primario.

Planificación operativa.

En cuanto a la planificación operativa, el

responsable de la supervisión de la operación de esta red, realiza una programación diaria de operaciones para labores de mantenimiento o para resolver problemas de sobrecarga en algún punto de la red o niveles de voltaje fuera de los límites determinados. La información de la ocurrencia de los eventos en la red se obtiene tanto de los reportes de operación y del análisis de las interrupciones de servicio que han ocurrido, como de la información recogida por los operadores a pedido del supervisor de la red.

3.2 OPERACION AUTOMATICA 10. 8

Operación.

En la red de Distribución se ha implementado al nivel de los disyuntores de salida de los alimentadores primarios en las subestaciones, un sistema automático de supervisión, control y adquisición de datos, con las siguientes funciones:

1) Adquisición de la siguiente información en tiempo real:

- Estado de los disyuntores de los alimentadores primarios.
- Lectura de la corriente en una de las fases de los alimentadores.
- Alarma de falla del alimentador primario,

actuación de relés de protección de sobrecorriente.

- Alarma de falla del equipo de corriente continua de la subestación.

- Lectura de la corriente de falla a través del neutro del transformador (o de la corriente residual del esquema de protección de sobrecorriente de la alimentación del transformador).

- Lectura del voltaje de la barra de Baja Tensión de la S/E.

2) Control desde la estación maestra de los disyuntores de los alimentadores primarios.

3) Presentación en pantalla de la información al operador, diagramas unifilares, registros de eventos, etc.

4) Monitoreo de los valores analógicos, corriente, voltaje, etc.

5) El operador dispone de información fuera de línea sobre el estado de la carga a lo largo de los alimentadores primarios, por medio de información enviada por el sistema DMS a través del registro de las curvas de carga obtenidas de los registradores portátiles ubicados a lo largo del primario.

6) La presentación de la información anterior, así como el estado de los elementos de protección y

seccionamiento a lo largo del alimentador, es ingresada por el operador en forma manual y se presenta en pantallas diseñadas para el objeto.

Planificación operativa.

Se realiza una programación operativa diaria y semanal, mediante la utilización de un paquete computacional que dispone de las siguientes funciones:

- Análisis de carga: función que permite el análisis estadístico de la información proveniente de las RTU's y de los registradores portátiles. Se obtienen las curvas de carga en los siguientes períodos: diario, semanal, mensual y anual; las curvas de duración de carga para períodos definidos por el operador. La presentación puede ser obtenida en forma tabular y gráfica.

- Agrupación de cargas: permite predecir la carga de un alimentador primario o de un ramal del mismo considerando la posibilidad de transferencia de otro (o a otro) primario. Esta función permite tanto el incremento como la disminución de carga y por lo tanto del área de servicio.

- Predicción de carga: cálculo de una curva de carga diaria en base horaria. En esta función el operador está en capacidad de ingresar variaciones en función de su experiencia, tales como: incremento de una carga fija

durante un período, variación en un porcentaje determinado de la curva de carga.

- Ingreso de datos obtenidos en registradores portátiles mantenidos en varios puntos de la red en períodos de 3 o 4 semanas, cálculo de valores en p.u. y repartición de los valores de la curva de predicción de carga. Con esta función se determinarán puntos críticos a lo largo del primario.

- Flujo de carga fuera de línea, lo que permite calcular las tensiones previstas en diferentes puntos de la red, igualmente calcular las pérdidas y estimar valores de costos marginales de la potencia activa y reactiva.

3.3 ESTUDIO COMPARATIVO MANUAL-AUTOMATICO

1) En el sistema manual, no existe una planificación operativa, hecho que se da por la falta de información, ya que solo se dispone de ella anualmente. En el sistema automático existen programas computacionales que, gracias a la información que se tiene en tiempo real, permiten realizar una predicción de la carga.

2) En un sistema manual, la presencia de disturbios, requiere de mucho tiempo hasta conocer y confirmar la ocurrencia del evento, cambio de estado de un disyuntor, actuación de alarmas, actuación de protecciones. Esta

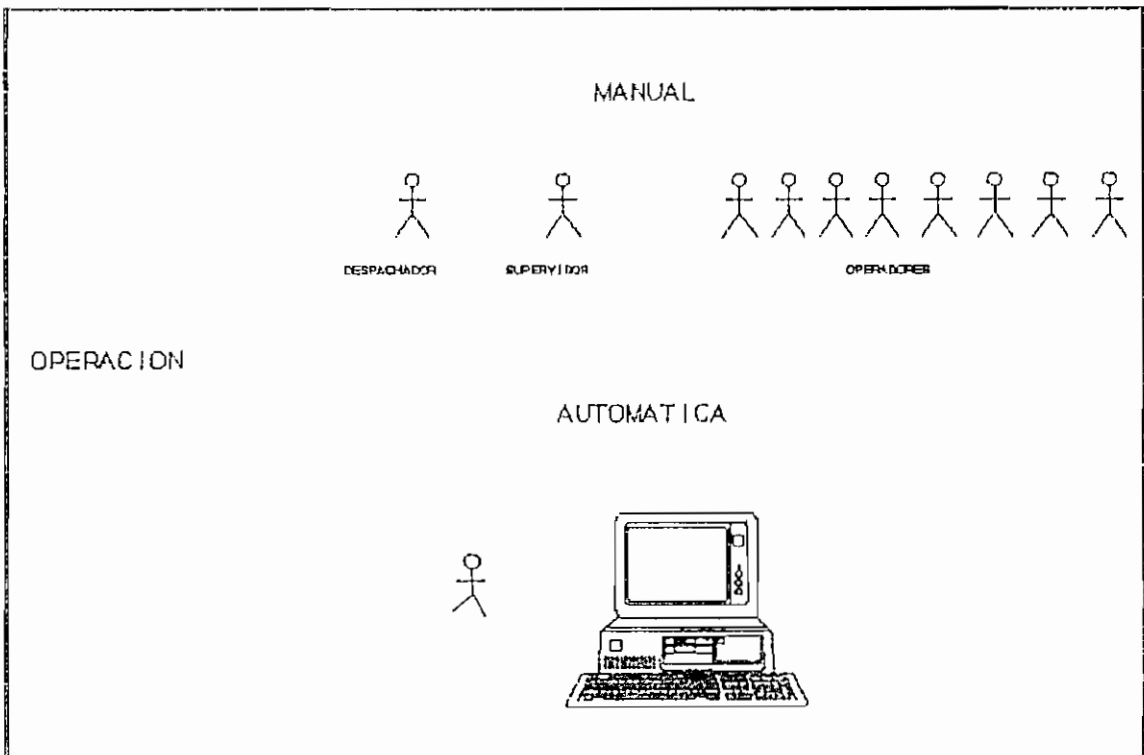
condición se presenta debido a que se requiere enviar la camioneta de operadores a la subestación para recoger y adquirir la información del disturbio. En el sistema automático, en el caso de un disturbio, se presenta un mensaje de alarma visual y/o audible en el centro de control, que notifica inmediatamente sobre el evento, informando exactamente de que primario y protección se trata.

3) El control remoto de los disyuntores de los primarios, ofrece mayor seguridad para el personal que realiza la operación manual de los mismos, puesto que se pueden presentar daños en estos equipos u operaciones de cierre de disyuntores ante fallas, que podrían causar accidentes.

4) En el sistema manual no se tiene información sobre la carga a lo largo de un primario, pudiendo la misma estar mal distribuida o el primario estar sobrecargado, lo que redundaría en las pérdidas que se presentan en el sistema de Distribución. En el sistema automático existe la posibilidad de transferencia de carga entre primarios, información sobre la carga de los mismos en tiempo real, lo que permite una disminución de las pérdidas. Esta disminución así como la regulación de voltaje, se logra además con un sistema de monitoreo y control de los bancos de capacitores ubicados a lo largo del primario.

5) Al automatizar la red de Distribución se tiene un lugar físico donde se concentra la supervisión y el control de la misma y del personal dedicado en forma exclusiva a ello. La supervisión manual de la red si bien se la realiza por parte de personal de gran experiencia, se lo hace en forma inadecuada, sin existir un espacio físico específico para su trabajo de supervisión, con división de sus actividades y responsabilidades con atención a labores de mantenimiento de las redes y con la falta de planos o diagramas de operación.

6) En la operación manual se emplea más personal de lo que se emplearía en un sistema automático. Así:



7) En el sistema manual, no existe una supervisión única para la red, puesto que participan tres áreas en la misma: Operación, Mantenimiento y Despacho.

8) El sistema automático permite una mayor calidad en el servicio, mejorando la imagen de la Empresa.

Un resumen de las comparaciones establecidas se muestra en la tabla 2.

ITEM	MANUAL	AUTOMATICO
INFOMACION	ANUAL U OCASIONAL	REAL
CONOCIMIENTO Y CONFIRMACION DE UNA FALLA	LARGO TIEMPO	CORTO TIEMPO
MANEJO DE DISYUNTORES	LOCAL POCO SEGURO	REMOTO SEGURO
TRANSFERENCIA AUTOMATICA DE CARGA	NO	SI
DIVISION DE RESPONSABILIDADES	SI	NO
SUPERVISION UNICA	NO	SI
CALIDAD EN SERVICIO	MENOR	MAYOR
PERSONAL	MAYOR NUMERO	MENOR NUMERO

TABLA 2. ESTUDIO COMPARATIVO MANUAL AUTOMATICO

CAPITULO 4

CAPITULO 4

DESARROLLO DEL SCADA PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

En este capítulo se revisarán algunas de las experiencias en la instalación de Sistemas SCADA, tanto en el ámbito local, así como en otras regiones.

Se describirá el sistema en estudio, que corresponde a la zona piloto de la EEQSA, dentro del proyecto "Sistema de Control y Gestión de Cargas Eléctricas en Estaciones Urbanas de Distribución", analizándose a continuación y de manera general, las funciones básicas SCADA y de aplicación, para realizar la automatización a lo largo de los primarios de esta zona piloto, así como los costos estimados; se había indicado de que dicho proyecto abarcaba únicamente hasta el disyuntor en baja tensión de las subestaciones de distribución, faltando la automatización en tiempo real a lo largo del primario.

4.1 EXPERIENCIAS EN LA INSTALACION DE SISTEMAS SCADA EN DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA 21. 27. 28

EMPRESA ELECTRICA QUITO. S.A.

Los lineamientos generales del sistema SCADA, utilizado por la EEQSA, se expusieron en el capítulo

anterior, haciendo hincapié en que el control en tiempo real, solamente se lo realiza hasta el disyuntor de salida de los alimentadores primarios en las subestaciones de distribución, teniéndose información a lo largo de la red, en tiempo real extendido, por medio de los registradores portátiles.

Por otro lado el sistema de control de la EEQSA, se convertirá en el futuro en un Centro de Control de Area (CCA), que se comunicará mediante enlace computador-computador, télex, teléfono, etc con el Sistema de Supervisión y Control (SSC), también llamado Centro Nacional de Control de Energía (CNCE), para el Sistema Nacional Interconectado, a instalarse en un futuro cercano.

La EEQSA, ha sido la pionera en cuanto al control de la red de distribución en nuestro país, sirviendo como un modelo, para lo que se pueda realizar en el futuro en otras Empresas Eléctricas.

EMPRESA SOCIAL DE ENERGIA DE BUENOS AIRES -- ESEBA S.A.

ESEBA S.A. inició a fines de 1990 un estudio denominado "Telecontrol en Distribución. Plan global y Proyectos Locales". Tiene como objetivo elaborar un plan global para la automatización de las redes de Distribución de ESEBA S.A. seguido de la implementación del telecontrol de la red de Distribución AT/MT de la

ciudad de Mar del Plata. Se ha realizado el estudio que incluye la telesupervisión y telecomando centralizado de cuatro estaciones transformadoras AT/MT y varios Centros de Distribución MT/MT.

El sistema proyectado abarca la totalidad de la red de distribución urbana y parte de la red rural de la zona de influencia de la ciudad de Mar del Plata, siendo por tanto considerada en este estudio.

Jerarquización.

En primer lugar se definió una estructura jerárquica que divide en niveles los diferentes componentes del sistema eléctrico de Distribución de Mar del Plata. (Ver *figura 4.1*)

Nivel 1 (AT/MT)..- Corresponde a la red de Subtransmisión en AT, que claramente se introduce en un área geográfica de Distribución y sus estaciones transformadoras AT/MT. Tiene como límites, aguas arriba, al sistema de Generación o de Transmisión y, aguas abajo, alcanza a los transformadores de AT/MT. Eventualmente este nivel puede o no pertenecer a Distribución.

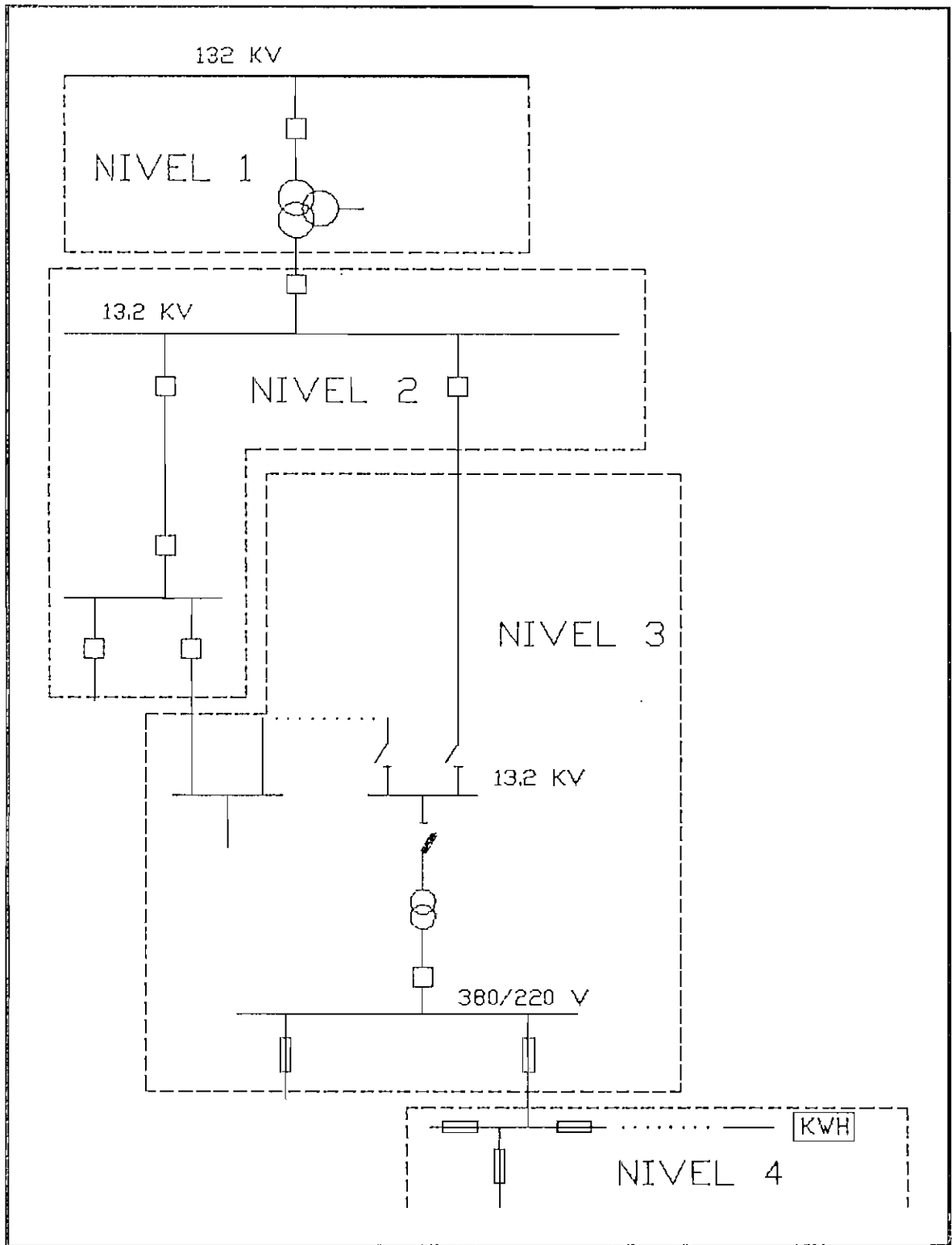


Figura 4.1. Esquema unifilar de Mar del Plata.

Nivel 2 (MT).- Abarca la red de media tensión desde la salida de las Estaciones Transformadoras AT/MT, hasta los interruptores de salida de los centros de distribución de MT.

Nivel 3 (MT/BT).- Comprende la red de distribución de MT desde los interruptores de salida de los Centros de Distribución hasta las salidas de BT de la Estación transformadora MT/BT.

Nivel 4 (BT).- Involucra la red de Distribución de BT hasta los medidores de los usuarios de BT.

Una vez definida la estructura jerárquica se procedió al estudio de las funciones de aplicación a asignar a los Sistemas de Telecontrol. Teniéndose funciones básicas (*de tipo SCADA*) y funciones extendidas.

Características generales de los Sistemas de Telecontrol para los niveles 1 y 2.

- Se dispone de un centro de control con computadoras y periféricos, atendido por el personal de operaciones del servicio eléctrico, con asistencia de personal específico del Sistema.

- Se disponen de RTU's en cada Estación Transformadora y en los Centros de Distribución.

- Se definen como fronteras del Sistema de Telecontrol los arribos de las líneas de 132 Kv; y las del nivel 2 hacia el nivel 3, los interruptores de cabecera de los alimentadores.

- Se preveen futuros vínculos de comunicaciones entre el Sistema de Telecontrol y otros futuros sistemas de Telecontrol de la red eléctrica.

- Está dotado de todas las funciones básicas de telecontrol (telemedición, teleseñalización, telecomando, etc.) y algunas extendidas como por ejemplo: enclavamientos del sistema de potencia. La dotación de estas funciones es para todas las Estaciones transformadoras y Centros de Distribución alcanzados.

Para el nivel 3.

- Se utiliza un subsistema del Sistema de Telecontrol, con alcance sobre el nivel 3 y que se opera desde el mismo Centro de Control previamente mencionado para los niveles 1 y 2.

- Se dispone de RTU's en las S/E MT/BT.

- Se definen como fronteras los interruptores de salida de los Centros de Distribución, hacia el nivel 2 y las salidas de BT hacia el nivel 4.

-- Este subsistema está dotado con las funciones SCADA, tendiendo en su evolución a la incorporación de funciones extendidas, tales como detección y ubicación de fallas en primarios, con guía para la reconfiguración de la red.

Para el nivel 4.

La introducción en este nivel es futura, dado su alto costo, pero es de indudable importancia práctica ya que aliviaría en mucho las tareas sobre las redes de BT.

COMPANIA PAULISTA DE FUERZA Y LUZ.

A partir de 1980 la Compañía Paulista de Fuerza y Luz - CPFL, inició un proyecto piloto para la automatización de sus redes, con el objetivo de desarrollar un sistema específico para Distribución, capaz de identificar y localizar la falla y actuar remotamente sobre los elementos seccionadores.

El desarrollo del hardware y software fue hecho por fabricante nacional, es decir brasileño, y consiste de una Estación Central o Maestra, que gerencia y controla la red de distribución primaria en puntos estratégicos de maniobras a través de RTU's y está integrada a un panel mímico dinámico, actualizado automáticamente siempre que un parámetro eléctrico de red se altere.

Para posibilitar el telecontrol de los seccionadores instalados a lo largo de la red primaria, fue necesario desarrollar un proyecto electromecánico para su motorización, construyéndose para cada seccionador un kit de accionamiento electromecánico.

Este proyecto fue implementado para el Centro de Operación de Distribución "Americana", con sus 4 S/E existentes y a lo largo de los primarios de cada S/E.

Con este primer paso y con un horizonte a 1995 se proyecta la automatización de otros 4 Centros de Operación de Distribución.

Macro funciones del proyecto.

Se basa en los siguientes módulos funcionales:

1.- Automatización del flujo de información.

Una operación convencional de un Centro de Operación de Distribución - COD, genera gran cantidad de información, que tiende a aumentar ante una situación de disturbio. Un objetivo de este módulo es minimizar y sistematizar los reclamos generados por los usuarios del sistema, vía telefónica, y por el propio sistema de control, a través de la función clásica de supervisión de información adquirida por unidades terminales remotas (SCADA).

La información se maneja a través del sistema computacional con la ayuda de los recursos del interfase hombre-máquina como VDU's, teclados, alarmas sonoras, diagramas mímicos, etc.

Como parte de este módulo se tiene un modelo de información, cuyo objetivo es interrelacionar los reclamos recibidos por los usuarios y por el sistema y luego de un intervalo fijado emitir un diagnóstico de las anomalías asociadas, exteriorizándolas a los VDU's de los operadores; en condiciones de emergencia el sistema exteriorizará una lista de anomalías en orden prioritario.

2.- Automatización de S/E.

Este módulo prevee la supervisión y control de los puntos de interés de Distribución a nivel de las subestaciones como: Telecontrol de los disyuntores de los alimentadores, valores análogos de tensión y corriente de fase y neutro, etc.

3.- Automatización de las redes.

Prevee la supervisión y control a lo largo de la red primaria de distribución, para lo cual los seccionadores de red serán motorizadas a través de un kit de accionamiento electromecánico, que permitirá el telecontrol de apertura/cierre de los mismos desde la

estación maestra.

Con esto se realiza la implementación de una filosofía operativa de zonas, que permite el aislamiento del trecho defectuoso, con la consiguiente reenergización de los trechos sin defecto; así como un gerenciamiento de la carga, permitiendo establecer más de una configuración normal de la red, de acuerdo con las característicasw diarias de la carga.

4.- Análisis post-operativo.

El objetivo de este módulo es proporcionar a los usuarios de áreas afines de la empresa, de una cantidad de información recogida en un período pre-programado.

La información contendrá: mediciones de interés del sistema o eventos, índice histórico de las maniobras efectuadas, reclamos generados, etc., que será utilizada por las áreas de planificación de operación, estudios proyectos, construcción, etc.

Equipamiento.

El equipamiento consta de los elementos necesarios para el interfase hombre-máquina, transformadores de corriente y potencial, transductores, etc.

A lo largo de la red de distribución fueron

proyectados puntos de telecomando de red, constituidos por: RTU de red, kit de motorización, radio de comunicación, sensores de corriente y sensores de tensión, que permiten telecomandar los seccionadores de red.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA. EEEB.

La EEEB, trabaja desde 1983 en el diseño, contratación e instalación de un Sistema de Manejo de Energía (EMS) y los enlaces de comunicación por transmisión de voz y datos, desde todas los puntos de interés en las redes, subestaciones y plantas del sistema eléctrico a un edificio de control central.

Las funciones del EMS se las realiza desde dos diferentes cuartos de control, uno asignado al control de la generación y de la red de alto voltaje y otro destinado para el control de la red de distribución.

El EMS consiste de un sistema básico de Control Supervisorio y Adquisición de datos (SCADA), está diseñado de una manera centralizada, con todo el equipamiento y software localizado en la Estación Maestra y con todas las RTU's necesarias para soportar las funciones SCADA y las funciones específicas de la red de Distribución y del EMS.

Una función adicional de este sistema, es la

coordinación de la operación del sistema eléctrico de EEEB con el Centro Nacional de Control de Interconexión Eléctrica S.A.

Sistema de Distribución.

Está compuesto de circuitos urbanos y rurales. El sistema de distribución urbano se encuentra formado por aproximadamente 400 alimentadores para 30 subestaciones. Los voltajes usados para distribución son 13.2 y 11.4 KV. Aproximadamente un 20% de los circuitos son subterráneos.

El sistema de distribución rural usa 57.5, 34.5, 11.4 y 7.6 KV.

La mayoría de circuitos primarios de distribución son radiales.

El control de la red de distribución se lo hace desde un cuarto destinado para el efecto en la estación maestra, posee tres consolas para los operadores con 2 VDU's cada una, así como elementos de registros de los eventos, piso falso, etc.

Las principales funciones SCADA, que realiza el sistema son:

- Monitoreo del sistema urbano de 13.2 y 11.4 KV en las subestaciones y a lo largo de los alimentadores

(*futuro*), adquiriendo los datos de voltajes, corrientes y de estado, en tiempo real por medio de las RTU's.

- Monitoreo del sistema rural de 34.5 KV.

- Muestreo de los alimentadores de distribución a 13.2, 11.4 y 34.5 KV por medio de diagramas on-line.

- Control remoto de los switches seleccionados.

Otras funciones adicionales específicas para Distribución son:

- Se realiza un análisis de carga de los alimentadores, que provee estimaciones de corrientes y voltajes a través de los alimentadores para las condiciones presentes, para casos de estudio y para las variadas configuraciones que pueden ocurrir como resultado de operaciones de switcheo.

- Planeamiento de operaciones de switcheo.

- Estadísticas del sistema de distribución.

ELECTROLIMA.

En 1980 ELECTROLIMA inició los análisis para la supervisión y control de su sistema de distribución, poniendo en operación en 1985 el Sistema de Supervisión

Computarizado de Telecontrol.

Desde la puesta en servicio del sistema computarizado se ha mejorado la operación en las redes, al tener información análoga de su estado casi al instante, en tiempo real, de los componentes eléctricos y sus alcances respectivos.

La respuesta inmediata del sistema computarizado permite actuar ante problemas como: interrupción general, racionamiento de energía, sobrecarga en líneas y cables, condiciones riesgosas de circuitos eléctricos, etc; lo cual no habría sido posible efectuar sin la rapidez que brinda el sistema.

Descripción del sistema eléctrico supervisado.

ELECTROLIMA cubre las funciones concernientes a generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Su área de responsabilidad es de 34000 Km² y sirve a la Capital del Perú.

El sistema de distribución de ELECTROLIMA, se inicia en las barras de 10 KV de las 29 subestaciones 60/10 KV con que cuenta la Empresa, de éstas salen 355 alimentadores a 10 KV, con una longitud total de 4500 Km., que alimentan a 6303 subestaciones (*transformadores de distribución*) que culminan en una red de baja tensión de 22000 Km.

Descripción del Sistema de Supervisión Computarizado.

La Estación Maestra se encuentra instalada en el edificio TELECONTROL DE CHACRA RIOS y las Estaciones Remotas (RTU) en las Centrales de Generación y en las Subestaciones de Transmisión (*subestaciones de 60/10 KV de las que salen los alimentadores a 10 KV*).

El medio de comunicación de transmisión/recepción, entre la Estación Maestra y las RTU's, es un sistema propio de microondas. Las RTU colectan la información y la transmiten a la Estación Maestra cuando ocurre un cambio de estado y en el caso de los datos análogos como: frecuencia, tensión, corriente, potencia activa y reactiva, son convertidos por los transductores en señales de corriente continua y conforman la entrada de la RTU.

La información recibida por la Estación Maestra es procesada y almacenada en el Sistema de Cómputo, que posee un sistema de cómputo principal dual y redundante y un sistema de cómputo de respaldo dual y redundante.

Configuración del Centro de Control de Distribución.

Cuenta con el siguiente equipo para interactuar con el sistema eléctrico:

- Una consola para el Jefe Operador.
- Una consola para el Ayudante Operador.
- Dos equipos Registradores de eventos y mensajes (*loggers*).
- Una video-copiadora.
- Dos registradores de propósitos múltiples.

Las consolas se componen de dos pantallas de tubos de rayos catódicos a colores de 19 pulgadas diagonal y teclado alfanumérico, panel de funciones y lápiz luminoso.

Software de Adquisición de Datos y Control.

Este software considera:

- Tensión en barras 10 KV.
- Corriente en alimentadores 10 KV.
- Potencia activa, reactiva y corriente, lado 10 KV, de los transformadores 60/10 KV.
- Indicación de estado de interruptor y seccionadores.
- Indicación de alarmas.

Despliegues para la operación de Distribución.

Los despliegues de que se disponen son los siguientes:

- Despliegue de los alimentadores.
- Despliegue de interconexión entre alimentadores 10 KV.
- Lista de alarmas asociadas con los componentes eléctricos de Distribución, etc.

Software de aplicación.

Dentro del software de aplicaciones para la Supervisión de la operación en tiempo real de las redes de Distribución, se proporcionan dos subsistemas:

1) Generación de reportes.- Permite la colección de datos históricos y su presentación posterior al operador del sistema eléctrico en formatos predefinidos.

2) Administración de datos históricos.- La finalidad de esta función es presentar un sumario diario de todas las alarmas y eventos que ocurren en el sistema eléctrico.

Telemando en redes de Distribución.

Una de las funciones del Control Supervisorio (SCADA), es permitir la operación de apertura o cierre sólo de interruptores a distancia, lo cual se conoce como TELEMANDO, desde la Estación Maestra a los equipos de maniobras empleados en las Estaciones Remotas (RTU).

Para el efecto se dispone de módulos de control remoto de interruptores o telemando de los mismos, que se han instalado en los gabinetes de las RTU.

4.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA EN ESTUDIO 29. 30. 31.

4.2.1 AREA DE SERVICIO.

La Empresa Eléctrica Quito actualmente entrega servicio a un área de concesión de aproximadamente 8800 Km², dentro de la cual se encuentra la capital del país, los cantones Quito, Mejía, Rumifahui, El Chaco, Quijos, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y parte de Cayambe.

4.2.2 INFORMACION ESTADISTICA.

El número de abonados a diciembre de 1992 fue de 330000. La energía total generada (propia + comprada) fue de 1702 GWH y la demanda máxima fue de 314 MW. Otros indicadores son los siguientes:

Población total	1620000 hab.
Población electrificada	1480000 hab.
Grado de electrificación	91.4%
Capacidad instalada por habitante	248.3 w/hab
Energía generada por	1050.6 KWH/hab.

habitante

4.2.3 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE LA EEQSA.

Generación.

El Sistema Eléctrico Quito tiene una capacidad total instalada de generación de 141.3 MW, lo que significa una disponibilidad real al pico en condiciones hidrológicas buenas (más de 12 m³/seg) de 96.9 MW.

Subtransmisión.

Tal como se puede observa en el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Quito (*ver figura 4.2*), el Sistema Nacional Interconectado SNI, llega a un nivel de 138 KV a la S/E Santa Rosa, dirigiéndose al mismo voltaje a las S/E Selva Alegre, 19 y Vicentina, en un futuro se tiene previsto cerrar un anillo a 138 KV con otras S/E como la Pomasqui, la 18 y la Kennedy. Actualmente se encuentran en operación 72 Km de líneas a 138 KV.

El sistema de subtransmisión que opera a 46 KV, tiene una configuración en anillo.

La casi totalidad de las líneas están construidas con conductor ACSR de 477 MCM, lo que significa una capacidad de 53 MVA.

A diciembre de 1992 se encuentran en servicio 164 Km de líneas de subtransmisión a 46 KV, siendo la capacidad instalada en subestaciones 553.9 MVA.

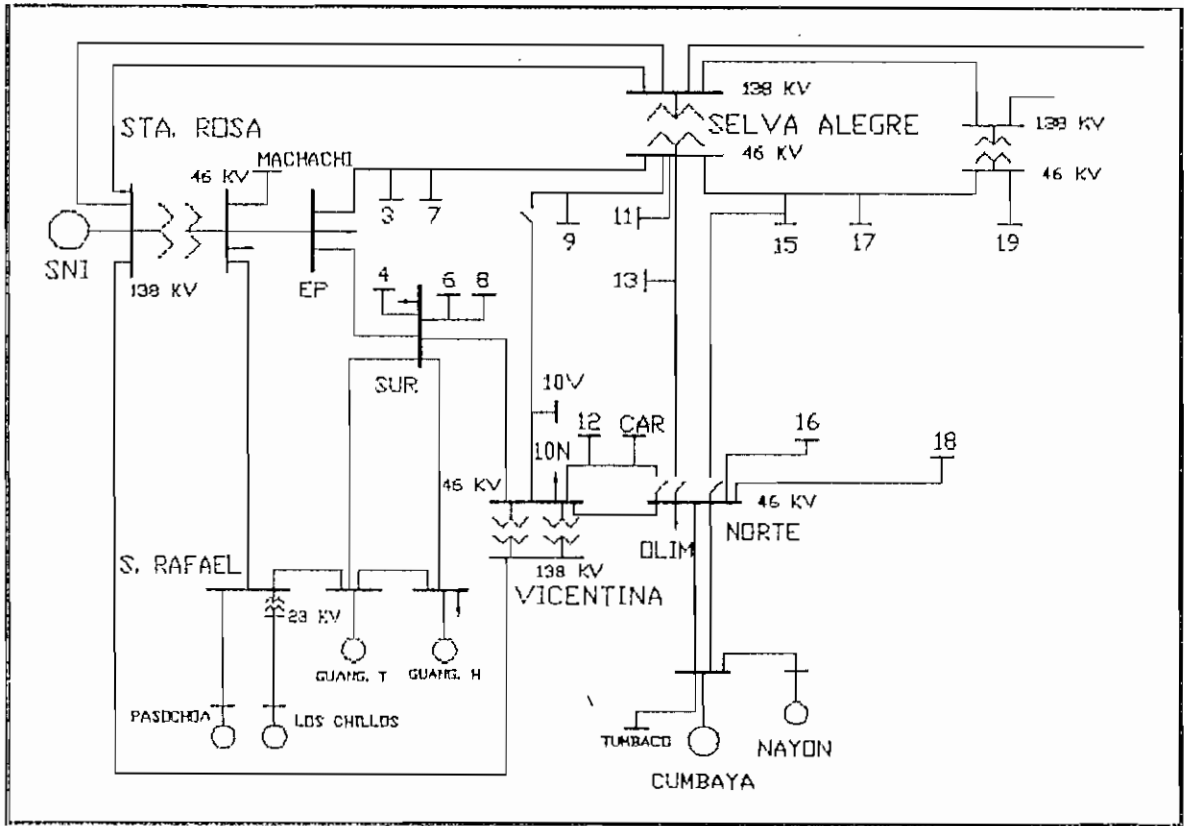


Figura 4.2. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Quito.

Distribución.

El sistema de distribución opera a tres niveles de voltaje: 22.8 KV, 13.2 KV y 6.3 KV. La EEQSA tiene un plan de cambio de voltaje del nivel de 13.2 KV al nivel de 22.8 KV. El servicio al centro de la ciudad de Quito, continuará siendo a un nivel de 6.3 KV.

A diciembre de 1992 se tenían 3650 Km de redes primarias de alta tensión y 4950 Km de redes secundarias

de baja tensión, siendo la potencia instalada en distribución 829600 KVA.

4.2.4 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

4.2.4.1 DESCRIPCION GENERAL.

Las características básicas que determinan la conformación de las instalaciones existentes son:

- Tipo de instalación:

Subterránea, en el área central-comercial de Quito y en áreas urbanas localizadas que presentan condiciones especiales por densidad de carga y/o aspectos urbanísticos.

Aérea, con conductores desnudos y sobre estructuras de soporte en el resto de la zona urbana de Quito, zonas periféricas y área rural.

- Esquemas de conexión:

En el área central-comercial de Quito, coincidente con las redes en instalación subterránea, el esquema utilizado para la red primaria es radial, con centros de transformación constituidos por dos transformadores de distribución, cada uno de los cuales está alimentado por líneas primarias diferentes, mientras que para la red

secundaria se aplica el esquema mallado. En las restantes áreas urbanas con redes subterráneas, la primaria es simplemente radial y la secundaria se encuentra banqueada entre centros de transformación en ciertos sectores, siendo en otros radial.

En las zonas del sistema con distribución en instalación aérea, las redes primarias de alta tensión son radiales, mientras que las redes secundarias se encuentran interconectadas entre centros de transformación en unos casos y en otros son radiales. En el sector rural y en los sectores periféricos la configuración es radial.

Subestaciones de Distribución.

La EEQSA posee subestaciones con transformadores de 15/20 MVA, 8/10 MVA, 33 MVA, entre otras capacidades, siendo los componentes básicos los siguientes:

- Disyuntor o fusible en el lado de 46 KV.

- Transformador que dispone de protección propia, relés diferenciales de barra y transformador, asociado con equipo de protección con relés de sobrecorriente en el lado de alta tensión.

- Disyuntor de alimentación en el lado de baja tensión (23 o 6.3 KV), asociado con relés de

sobrecorriente para la protección de sobrecarga del transformador.

- Se dispone de disyuntores para las salidas de los primarios de distribución, asociados con relés de sobrecorriente con unidades instantáneas y temporizadas para la protección de cortocircuito y sobrecarga de los alimentadores primarios.

Primarios de Distribución.

Los primarios de distribución, disponen de su propio disyuntor con salidas subterráneas, con calibre de 500 MCM de cobre, a la red aérea que es de conductor de aleación de aluminio 5005 y calibre 281.4 MCM.

Configuración de los primarios.

Las líneas primarias a 6.3 KV entre fases, son predominantemente a tres conductores y están, en general, asociadas con circuitos secundarios trifásicos; eventualmente, en áreas periféricas con cargas dispersas, se derivan ramales con dos conductores de fase a 6.3 KV, asociados con circuitos secundarios monofásicos.

Las líneas primarias a 22.8 KV, están conformadas con uno, dos o tres conductores de fase y un conductor de neutro continuo sólidamente puesto a tierra a partir del punto neutro de la S/E de distribución y común con los

circuitos secundarios. Los circuitos secundarios asociados con la red primaria a este voltaje, son predominantemente monofásicos a tres conductores y eventualmente trifásicos.

Características básicas de los primarios.

Para la remodelación y/o construcción de primarios de distribución se han definido los siguientes parámetros:

- Zonificación de los primarios: El área de servicio está definida por las características de carga y su delimitación geográfica.

- Capacidad de carga del primario: Se ha definido la carga en máxima demanda, en un valor aproximado de 300 A, que permite una reserva del 30 % para una posible transferencia de carga.

- Capacidad de transferencia de carga: Los primarios de distribución, tienen la posibilidad de interconectarse con los primarios de una misma subestación o con primarios de otra subestación.

- Caída de tensión: En condiciones de máxima demanda y con la carga adicional transferida del 30 %, no se registra caídas de tensión mayores al 5 %.

4.2.4.2 DESCRIPCION DE LAS S/E DEL AREA PILOTO.

El área piloto está alimentada por seis subestaciones de distribución denominadas 9, 10 Vieja, 10 Nueva, 11, 12 y Carolina. (Ver figura 4.3)

Todas estas subestaciones, excepto la 10 nueva, son del tipo no atendidas, es decir el personal técnico no permanece en el sitio y solo hace visitas para mantenimiento.

Estas subestaciones son de diferentes edades, siendo las de más reciente instalación, de 4 a 10 años de operación, las S/E Carolina y 10N y las antiguas de 25 años o más, las S/E 9, 11, 10V y 12.

Transformadores y primarios de cada S/E.

Subestación 10V: 2 transformadores de 5/6.25 MVA; 46/6.3 KV, 5 primarios.

Subestación 10N: 1 transformador de 15/20 MVA; 46/6.3 KV, 5 primarios.

Subestación 9: 1 transformador de 8/10 MVA; 46/6.3 KV, 4 primarios.

Subestación 11: 1 transformador de 8/10 MVA; 46/6.3 KV, 4 primarios.

Subestación 12: 1 transformador de 8/10 MVA; 46/6.3 KV, 5 primarios.

Subestación Carolina: 1 transformador de 15/20 MVA; 46/6.3 KV, 6 primarios.

Para el sistema SCADA que posee la EEQSA, se consideraron 27 primarios de estas 6 S/E como se muestra en la *tabla 3*.

SUBESTACIONES	PRIMARIOS Y DISYUNTORES CONTROLADOS
CAROLINA	A, B, C, D, E, F, disy. barra de seccionamiento y disy. alimentación principal.
12	A, B, C, D, disy. Alimentación general
10 NUEVA	A, B, C, E, disy. barra de seccionamiento y disy. alimentación general.
9	A, C, D, E, banco de capacitores, disy. alimentación #1 y #2.
11	A, B, C, D, disy. alimentación #1.
10 VIEJA	A, B, C, D, E, disy. alimentación #1 y #2.

TABLA 3. SUBESTACIONES Y PRIMARIOS DEL AREA PILOTO.

Alimentación.

Todas estas subestaciones se alimentan del sistema

de subtransmisión en 46 KV pero, solo las de instalación reciente tienen protección con disyuntor en el lado de alimentación, las cuatro restantes tienen fusibles en el lado de alto voltaje. Todas las subestaciones están concebidas para instalación de dos transformadores de potencia; sin embargo, solo la 10V tiene en la actualidad dos transformadores.

Esquemas.

El lado de medio voltaje, a donde se conectan los alimentadores primarios de distribución a 6.3 KV, está constituido por un esquema "Barra Simple" con un disyuntor desenchufable para cada salida, así como, para la alimentación desde el transformador; obligando a la operación permanente de los dos transformadores en paralelo. También en este caso la excepción está representada por las dos subestaciones modernas que tienen un esquema "Barra Simple Seccionada" que permite la operación selectiva de los dos transformadores en paralelo o no. En todos los casos el barraje de 6.3 KV se encuentra instalado en cabinas metálicas del tipo "Metal Clad".

Protecciones.

La protección de los alimentadores primarios de distribución se la realiza con relés de sobrecorriente instantáneos y temporizados tanto para las fases como

para el neutro, los mismos que operan sobre el disyuntor con una fuente de corriente continua de baterías de plomo-ácido. La alimentación de corriente alterna para todos los servicios auxiliares y para la recarga de las baterías, se la obtiene de un transformador conectado a la barra de alimentadores y alojado en una de las cabinas de 6.3 KV.

Medición.

Se completa el equipamiento de las subestación con la medición de las corrientes en cada alimentador primario de distribución con un amperímetro y switch selector para cada uno. Se realiza también medición a nivel total de la subestación de voltaje, MW, MVAR y en algunas subestaciones de KWH.

4.2.4.3 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PRIMARIO DEL AREA PILOTO.

Los alimentadores primarios del área piloto son del tipo radial, trifásicos a tres conductores, a nivel de 6.3 KV y sirven un sector comprendido casi en su totalidad dentro del distrito urbano de Quito denominado "Centro Norte".

En cuanto al tipo de construcción, predomina la disposición abierta, con conductores desnudos soportados sobre aisladores tipo espiga, en cruceta metálica y poste

de hormigón de sección circular, con tramos de alimentadores primarios en instalación subterránea derivados desde la red aérea.

El material utilizado para los conductores de la red aérea es en su mayor parte aleación de aluminio, pero aún existen tramos de conductores de cobre. Las secciones de los conductores de cobre se encuentran desde el No. 2/0 AWG al No. 6 AWG y desde el 266 kCM al No. 4 AWG para aluminio.

Los cables aislados utilizados en alimentadores primarios son predominantemente tripolares con aislación de papel impregnado en aceite con secciones de los conductores desde el No. 4/0 AWG al No. 6 AWG. Recientemente se ha iniciado el empleo de cables unipolares aislados con polietileno reticulado, en especial para troncales del primario.

Los transformadores de distribución instalados en el área Urbana de Quito son trifásicos en su mayoría, con conexión Delta/Estrella y con el neutro del secundario sólidamente puesto a tierra.

Las potencias nominales de los transformadores de distribución instalados sobre las estructuras de soporte de la red aérea, se encuentran entre 10 y 112.5 KVA, mientras que aquellos instalados en cámaras para servicio de la red subterránea y edificios entre 45 y 250 KVA.

La disposición generalizada para la protección de los transformadores de distribución, consiste en instalar un juego de pararrayos y de seccionadores-fusibles en alto voltaje y un juego de fusibles limitadores de corriente en el lado de bajo voltaje.

Posibilidades de interconexión.

Los primarios del área piloto, tienen la posibilidad de interconectarse con otros primarios de una misma subestación o de otras subestaciones, utilizando seccionadores normalmente abiertos, en los lugares que se indican a continuación:

Posibilidad de interconexión.	Dirección
A-CAR C-OLIM	6 de Diciembre y Portugal.
A-CAR D-OLIM	Eloy Alfaro y 6 de Diciembre.
A-CAR E-CAR	6 de Diciembre y Bousignoul.
B-CAR D-CAR	9 de Octubre y Orellana.
B-CAR B-10N	6 de Diciembre y La Niña.
C-CAR C-OLIM	Amazonas y Naciones Unidas.
C-CAR F-CAR	Amazonas y Naciones Unidas.
D-CAR C-10N	Juan León Mera y Colón.
D-CAR C-10N	9 de Octubre y Colón.
E-CAR D-OLIM	Manuel Barreto y Bejarano.
E-CAR B-12	Cámara de seccionamiento del Hotel Quito.
F-CAR C-13	Corea e Iñaquito.

A-12	A-10N	Lérida y Ladrón de Guevara.
A-12	C-10N	6 de Diciembre y Gonzalo Córdova.
B-12	B-10N	12 de Octubre y Francisco Salazar.
D-12	C-10N	9 de Octubre y Colón.
D-12	A-11	Veintimilla y 10 de Agosto.
D-12	E-10N	9 de Octubre.
B-10N	B-10V	12 de Octubre.
E-10N	B-10V	Reina Victoria y Robles.
E-10N	E-10V	Panel principal de conexión del primario.
A-9	C-9	Venezuela y Río de Janeiro.
A-9	D-10V	Juan Larrea y Río de Janeiro.
C-9	D-10V	Cámara de seccionamiento del Concejo Provincial.
C-9	D-9	Montevideo y Nicaragua.
C-9	C-7	Guatemala y Nicaragua.
D-9	C-7	Bonboná y Guatemala.
E-9	D-11	Recalde y Humberto Albornoz.
E-9	D-11	Carvajal y La Gasca.
A-11	C-11	Conde Ruiz de Castilla y Mosquera Narváez.
A-11	C-11	Ulloa y las Casas.
A-11	C-11	Ulloa y las Casas.
B-11	C-11	Las Casas y La Isla.
B-11	E-13	Nuño de Valderrama y San Gabriel.
C-11	C-13	10 de Agosto y República.

A-10V	Aereo B	Luciano Andrade Marín e
		Itchimbía.
A-10V	C-10V	Solano y Colombia.

4.3 DESCRIPCION JERARQUICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION 29

Se ha mencionado ya que el Sistema de la EEQSA se convertirá en el futuro en un Centro de Control de Area CCA, que abarcará la supervisión y control de la red de subtransmisión-distribución.

Pero dentro del sistema de distribución pueden existir zonas como la del área piloto que requieren la supervisión y control a lo largo de los alimentadores primarios, pudiéndose hablar de un Centro de control de Distribución CCD, debiendo existir una adecuada comunicación entre los CCD con el CCA y con el Centro Nacional de Control de Energía CNCE.

4.4 FUNCIONES SCADA Y PARA DISTRIBUCION 10. 32

4.4.1 FUNCIONES SCADA.

El SCADA provee las funciones básicas sin las cuales no existiría una automatización de la distribución. Estas funciones básicas se trataron con detalle en el capítulo II, numeral 2.1. En el caso del área piloto se aplicarán estas funciones a lo largo de los primarios. Resumiendo

las principales:

- Adquisición de información en tiempo real de equipamiento instalado remotamente. Como por ejemplo: corrientes en cada fase y de cada uno de los primarios, voltajes en las barras de alimentación, etc.

- Mantenimiento de la base de datos del sistema de distribución.

- Transmisión de órdenes de control enviadas manualmente por medio del operador o automáticamente por medio de programas de aplicación para seguir secuencias de operaciones. Como por ejemplo: Control de primarios (apertura/cierre del disyuntor), control local o remoto de la operación de los primarios, etc.

- Presentación de la información al operador por medio de pantallas diseñadas para mostrar adecuadamente el estado del sistema.

La interrelación operador-computadora se la realiza por medio de la interfase hombre-máquina, en la cual es muy importante la organización de las pantallas, que presentan gráficamente las condiciones del sistema y permiten además que gran cantidad de información sea fácilmente asimilada por el operador.

Para la realización de las pantallas se cuenta con:

símbolos de representación de los elementos del sistema de distribución, caracteres alfanuméricos para la presentación en la pantalla de los datos y textos, colores para la representación de los componentes del sistema, etc.

La importancia del diseño de la interfase hombre-máquina se ha visto en sistemas ya instalados, en los que se ha comprobado que la actitud del operador cambia desde un escepticismo y temor inicial para manejar el sistema, hasta casi una total dependencia del mismo.

4.4.2 FUNCIONES PARA DISTRIBUCION.

Inicialmente la instalación de sistemas SCADA se lo hacía simplemente desde un punto de vista de confiabilidad, siendo la parte económica de importancia secundaria. En los últimos años, dichos sistemas se han instalado teniendo como objetivo primario, el aspecto económico. Como un ejemplo en los EEUU se ha logrado diferir los reforzamientos en transformadores por medio de la capacidad para transferir carga automáticamente y sin afectar la continuidad del servicio.

Por lo tanto se han extendido las funciones básicas SCADA, por medio de funciones de aplicación propias para distribución, entre las principales se tiene:

- a) Control de VAR y voltaje.

- b) Función de medición.
- c) Función de manejo de carga.
- d) Función de control remoto de primarios.

En este trabajo se enfatizará en la función de control remoto de primarios, pues es la más importante de las tres anteriores y la aplicable en menor tiempo en el área piloto de la EEQSA, por otra parte se encuentra íntimamente relacionada a las funciones básicas SCADA y es fundamental para mejorar el nivel de disponibilidad del primario.

4.4.2.1 CONTROL DE VAR Y VOLTAJE.

Esta función permite la regulación del voltaje y la minimización de pérdidas por medio de la coordinación del regulador y el control de los bancos de capacitores.

Incluye el monitoreo y control de los bancos de capacitores ubicados a lo largo de los primarios. Se miden las corrientes y voltajes en las tres fases con lo que se calcula la potencia reactiva, de modo de iniciar las operaciones de conexión-desconexión de los capacitores, cuando el factor de potencia en la barra de salida del primario o los niveles de voltaje en los puntos de medición caigan fuera de determinados límites.

Si el voltaje es menor que cierto límite o si los

volt-amperios reactivos superan al valor nominal del banco de capacitores, el banco será conectado. De la misma manera el banco será desconectado si se superan los límites opuestos.

4.4.2.2 FUNCION DE MEDICION.

La función de medición permite enviar la lectura del medidor de energía desde el consumidor hasta la estación maestra atendiendo al pedido realizado mediante comandos de interrogación. Antes de ser aceptada, la información es chequeada para determinar su precisión.

Esto evita el gasto incurrido en el personal que debe realizar normalmente la visita para tomar y registrar la información. Por otro lado suministra información que puede ser procesada para realizar labores de optimización.

4.4.2.3 FUNCION DE MANEJO DE CARGA.

La función de manejo de carga, es la función LMS (Load Management System), cuyo objetivo principal es reducir el pico de demanda, desplazando las cargas en el tiempo y permitiendo que el sistema suministre más energía sin incrementar el equipamiento de generación.

El LMS controla directamente a los consumidores, de manera especial al nivel industrial, realizando acciones

de conexión-desconexión de cargas apreciables. Las acciones de control y monitoreo son realizadas como respuesta a los comandos transmitidos desde la estación maestra y la información transmitida es analizada para mejorar las estrategias de operación.

4.4.2.4 CONTROL REMOTO DE PRIMARIOS.

Esta función permite el control de los disyuntores de salida de los primarios y de los switches bajo carga ubicados a lo largo del recorrido de los primarios. Con esto se obtiene el aislamiento solo de la sección fallosa del primario o una reducción de pérdidas por medio de transferencias, realizando una asignación óptima de carga entre diferentes primarios.

Esta función reduce el tiempo fuera de servicio de la sección fallosa del primario y mejora el índice de disponibilidad del sistema de distribución ya que aísla y deja sin servicio solo la parte fallosa del primario.

Naturaleza del problema.

Esta función se la realiza por medio de algoritmos computacionales, siendo compleja su aplicación por un algunas razones como: diferentes configuraciones de los alimentadores, los cuales están sujetos a frecuentes cambios; dependencia del sistema de comunicaciones, para actualizar las bases de datos para estados de equipos y/o

cargas de las secciones de los alimentadores y para transmitir comandos de switcheo; etc.

Debido a estos factores, es deseable contar con un algoritmo generalizado, que actúe con la mayor independencia posible de los mismos.

Configuración del sistema de control.

Para desarrollar un algoritmo generalizado, es necesario separar los procedimientos de control (*algoritmos de seccionalización y despliegue de los alimentadores*) de los datos del sistema, lo que permite desarrollar los procedimientos de control como algoritmos puros independientes de los datos específicos de los alimentadores de distribución de aplicación.

Sin embargo es necesario establecer una interfase con la red de distribución, una estructura general de los datos para desarrollar los algoritmos. Esto se lo hace en forma tabular por medio de una tabla de switcheo, cuya estructura se explicará mas adelante.

Codificación y zonas en el sistema primario.

Un esquema básico de la configuración de los alimentadores se ilustra en la *figura 4.4* .

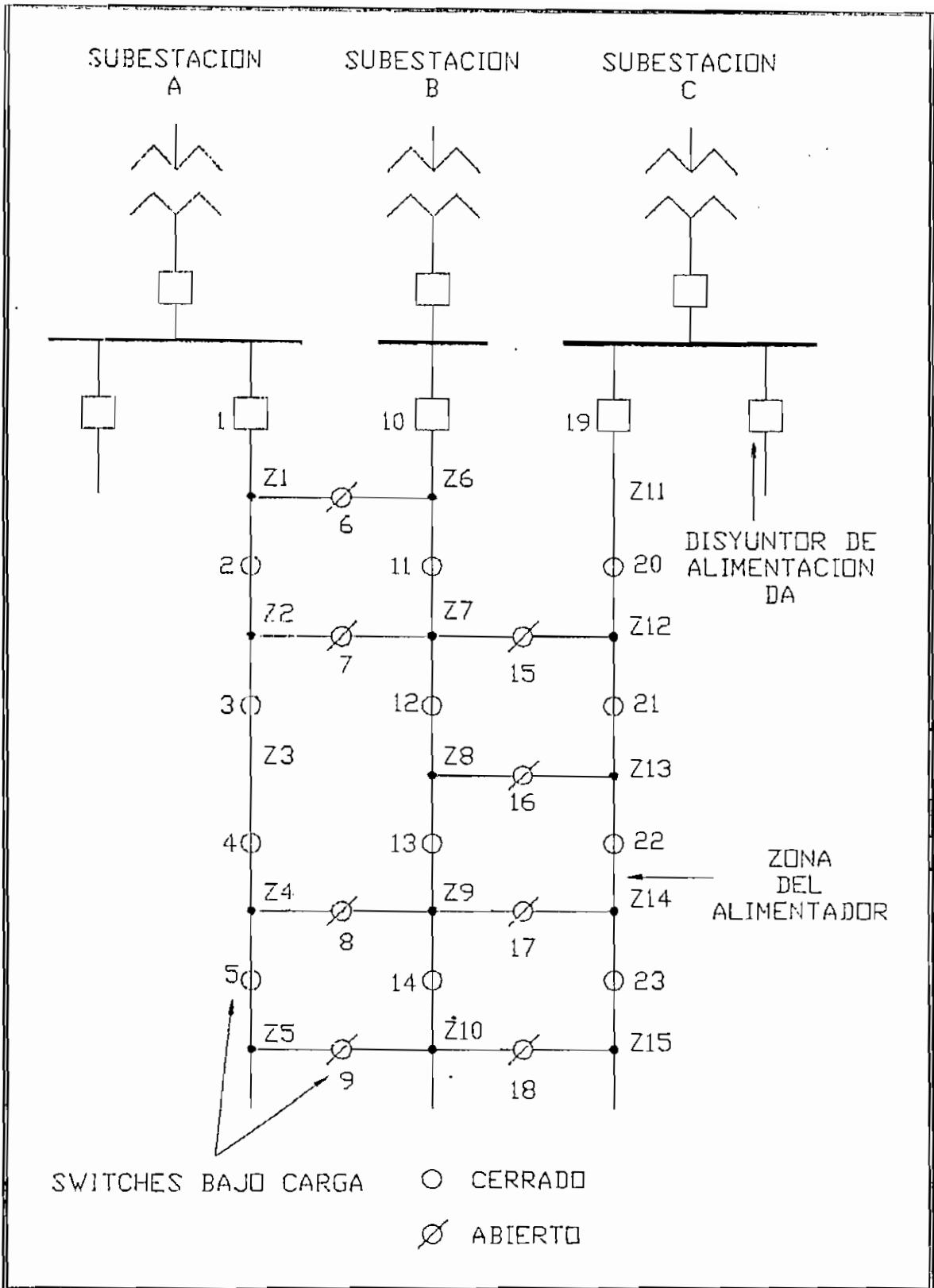


Figura 4.4 Configuración ilustrativa de alimentadores.

Aquí se puede observar que se codifica cada uno de los disyuntores de alimentación al primario, así como los switches bajo carga a lo largo del mismo. Se definen las zonas del alimentador, por ejemplo la sección del alimentador entre los switches 20 y 21 que incluye el circuito al switch 15, se identifica como la zona 12 (Z12).

El estado de los switches es una información requerida por los algoritmos. En cada localización de un switch, se deben instalar detectores de falla no-direccionales, para censar el flujo de la corriente de falla a través del switch. Estos detectores pueden ser remotamente reseteados por el sistema de control.

Tabla de switcheo.

Es una estructura tabular de la configuración actual del sistema de distribución y puede ser fácilmente definida por el usuario. Como ejemplo se encuentra la *tabla 4* referida a la configuración de la *figura 4.4*.

La tabla de switcheo es estática con información suministrada por el operador, excepto para la columna de estado dinámico que es actualizada automáticamente para dar el estado actual de un switch, o si nuevo hardware se ha adicionado a la red, en este caso se deben **hacer más** entradas a la tabla.

NUMERO DEL SWITCH	DISYUNTOR DE FUENTE	ESTADO ORIGINAL	ESTADO DINAMICO	ZONAS A AMBOS LADOS DE UN SWITCH Y SWITCHES CONECTADOS A LAS ZONAS							
				Z1	S11	S12	S13	Z2	S21	S22	S23
				1	SI	CERRADO	CERRADO	1	2	8	0
2	NO	CERRADO	CERRADO	1	1	8	0	2	3	7	0
3	NO	CERRADO	CERRADO	2	2	7	0	3	4	0	0
4	NO	CERRADO	CERRADO	3	3	0	0	4	5	8	0
5	NO	CERRADO	CERRADO	4	4	8	0	5	8	0	0
6	NO	ABIERTO	ABIERTO	1	1	2	0	6	10	11	0
7	NO	ABIERTO	ABIERTO	2	2	3	0	7	11	12	15
8	NO	ABIERTO	ABIERTO	4	4	5	0	8	13	14	17
9	NO	ABIERTO	ABIERTO	5	5	0	0	10	14	18	0
10	SI	CERRADO	CERRADO	8	8	11	0	0	0	0	0
11	NO	CERRADO	CERRADO	6	6	10	0	7	7	12	15
12	NO	CERRADO	CERRADO	7	7	11	15	8	13	18	0
13	NO	CERRADO	CERRADO	8	12	18	0	9	8	14	17
14	NO	CERRADO	CERRADO	8	8	13	17	10	8	18	0
15	NO	ABIERTO	ABIERTO	7	7	11	12	12	20	21	0
16	NO	ABIERTO	ABIERTO	8	12	13	0	13	21	22	0
17	NO	ABIERTO	ABIERTO	8	8	13	14	14	22	23	0
18	NO	ABIERTO	ABIERTO	10	8	14	0	15	23	0	0
19	SI	CERRADO	CERRADO	11	20	0	0	0	0	0	0
20	NO	CERRADO	CERRADO	11	18	0	0	12	15	21	0
21	NO	CERRADO	CERRADO	12	15	20	0	13	18	22	0
22	NO	CERRADO	CERRADO	13	18	21	0	14	17	23	0
23	NO	CERRADO	CERRADO	14	17	22	0	15	18	0	0

Tabla 4. Tabla de switcheo

NUMERO DE ZONA	ESTADO DE LA ZONA	CARGA DE LA ZONA	ZONA DE ALIMENTACION	SWITCH DE ALIMENTACION	ZONA ALIMENTADA			SWITCH CONECTADO		
					FZ1	FZ2	FZ3	CS1	CS2	CS3
1	1	100	DA	1	2	0	0	2	8	0
2	1	80	1	2	3	0	0	3	7	0
3	1	60	2	3	4	0	0	4	0	0
4	1	40	3	4	5	0	0	5	8	0
5	1	20	4	5	0	0	0	9	0	0
6	10	100	DA	10	0	7	0	6	11	0
7	10	80	8	11	0	8	0	7	12	15
8	10	60	7	12	8	0	0	13	18	0
9	10	40	8	13	0	10	0	8	14	17
10	10	20	9	14	0	0	0	9	18	0
11	18	100	DA	18	12	0	0	20	0	0
12	18	80	11	20	0	13	0	15	21	0
13	18	60	12	21	0	14	0	16	22	0
14	18	40	13	22	0	15	0	17	23	0
15	18	20	14	23	0	0	0	18	0	0

Tabla 5. Mapa de red

Mapa de red del sistema primario de distribución.

La estructura dinámica de la red de distribución, reflejando la interconexión en tiempo real de las zonas, se la hace con una representación de árbol, llamada también mapa de red, que se genera automáticamente de la información en la tabla de switcheo y se la puede tener en forma de tabla, como se muestra en la *tabla 5.*, para la configuración de la figura 4.4.

En esta tabla se observa el estado de una zona, la cual puede tener cuatro posibles estados: activa, fallada, latente y no-disponible. Si la zona es activa la entrada en la tabla es el código del disyuntor de alimentación a la zona, para los otros estados las entradas son letras de código correspondiente a cada caso. Las zonas latente y no-disponible, son zonas fuera de servicio, pero no falladas. Las zonas latentes no tienen zonas activas vecinas a las que puedan conectarse y las zonas no-disponibles se han aislado debido a que no se pueden restaurar por mal funcionamiento del switch.

Se muestra también la carga de la zona para cada alimentador que está en amperios.

Tamaño de la base de datos.

Toda la información requerida por los diferentes algoritmos para el despliegue y las funciones de

seccionalización, están contenidas en una base de datos tabular.

El tamaño de la base de datos es una función del número total de switches, disyuntores y zonas del alimentador.

Algoritmos.

Los algoritmos involucrados en el despliegue del alimentador y las funciones de seccionalización son los siguientes:

- a) Localización de la falla.
- b) Aislamiento de la falla.
- c) Restauración del servicio.
- d) Reparación de la zona.
- e) Reconfiguración del alimentador.
- f) Generación del mapa de red.

Estos algoritmos no son independientes, interactúan a través de copias de partes de la base de datos global.

Localización de la falla.

Cuando una falla ocurre en un alimentador, los relés de sobrecorriente ordenarán la apertura del disyuntor principal del primario. Luego vendrá la operación de reconexión y si la falla se despeja, no habrá otra

acción. Sin embargo, si la falla se mantiene, el disyuntor dispara y se bloque abierto.

La entrada a este algoritmo es la identificación del disyuntor que ha disparado y la salida es una lista de las zonas a ser aisladas por el algoritmo de aislamiento de la falla.

Este algoritmo se basa en asumir que solamente los detectores de falla entre la zona fallada y el disyuntor de la subestación han actuado y que los otros detectores en el alimentador no lo han hecho y además en un proceso de búsqueda utilizando el mapa de red.

Por ejemplo si la falla ocurre en la red de la figura 4.4 en la zona Z3, los detectores de falla de los switches 2 y 3 debieron haber actuado, no así los de los switches 4 y 5. Entonces el algoritmo usará el mapa de red para seguir el camino de alimentación desde Z1 a Z2 a través del switch 2, desde Z2 a Z3 a través del switch 3 y lista la zona Z3 como fallada.

Aislamiento de la falla.

Este algoritmo determina las operaciones remotas de switcheo, requeridas para aislar las zonas falladas. La entrada a este algoritmo es una lista de las zonas falladas identificadas por el algoritmo de localización de falla, la salida es una lista de los switches bajo

carga a ser abiertos para aislar la falla.

La lógica de este algoritmo es una operación de búsqueda trivial en el mapa de red de las entradas de los switches de conexión y de alimentación para cada zona fallada.

Restauración del servicio.

Este algoritmo determina las operaciones de switcheo necesarias para restaurar el servicio a las zonas no falladas en la red. La entrada a este algoritmo es la lista de los switches bajo carga a ser abiertos, proporcionada por el algoritmo de aislamiento de la falla. La salida es una lista de los switches y disyuntores a cerrarse para restaurar el servicio en la mayor parte posible de la red.

Durante el algoritmo las zonas alimentadas por una zona fallada, aparecen como zonas latentes, generándose un mapa de red temporal, se examinan las entradas al mapa de red para cada zona latente y se determina si esa zona puede ser alimentada por medio de un switch normalmente abierto, que la conecte a una zona activa, generando una lista de dichos switches.

Este procedimiento continúa hasta que todas las zonas latentes han sido restauradas.

Reparación de la zona.

Este algoritmo reintegra nuevamente a la red de distribución una zona fallada que ha sido reparada y está disponible para el servicio. La entrada a este algoritmo es la identificación del número de la zona a ser reintegrada y la salida, es una lista de los switches a cerrarse, para restaurar el servicio a la zona.

Reconfiguración del alimentador.

Se parte de los algoritmos de restauración del servicio y de reparación de la zona, la reconfiguración se la hará, determinando las operaciones de switcheo, que produzcan una carga equilibrada en función de la capacidad de los conductores, después de la restauración del servicio o de la reparación de la zona.

Para esto se deben monitorear los disyuntores, además se realiza una búsqueda en los switches de la red, utilizando la tabla de switcheo, mapa de red, los dos anteriores algoritmos, para encontrar las combinaciones de switcheo que produzcan el menor riesgo de sobrecarga en la red.

Generación del mapa de red.

Genera el mapa de red en todos los anteriores algoritmos en que se necesite, es un proceso de múltiples

pasos utilizando la información estática y dinámica contenida en la tabla de switcheo.

Es un mapeo dinámico de la red, muy importante, pues ofrece al operador una visión en conjunto del estado de la red, zonas en servicio, zonas en reparación, alimentadores conectados, etc.

4.5 EQUIPAMIENTO BASICO EN FUNCION DE LA CARGA CONTROLADA 10. 2.

El equipamiento básico se lo hará considerando las características en cuanto a carga y nivel de voltaje, para los alimentadores del área piloto.

El equipamiento se puede dividir en tres categorías:

1) El equipo de comunicación y control suministrado por los vendedores de sistemas SCADA:

- Computadores de la estación maestra.
- Equipo de comunicación.
- RTU's para montaje en poste a lo largo del primario.
- Software.

Como referencia y de acuerdo a las características del área piloto, se ha escogido el sistema de la compañía ABB, llamado Micro SCADA (ver apéndice V) y la RTU 210

(ver apéndice VI).

2) El equipo de distribución normal.

- Seccionadores tripolares bajo carga.
- Reconectores automáticos.
- Reguladores de voltaje.
- Bancos de capacitores.

3) El equipo de interfase entre los dos sistemas.

- Transformadores de potencial.
- Transformadores de corriente.
- Transductores de corriente, voltaje MW y MVAR.
- Relés de interposición.

Los diferentes equipos señalados permitirán en cada uno de los puntos de automatización, el monitoreo de la información analógica y de estado, de otro lado ejecutarán las acciones de control iniciadas por el operador o automáticamente desde la Estación Maestra.

Se debe considerar que el equipamiento básico de seccionamiento y protección, debe cumplir con las normas que para el efecto ha dado la EEQSA.

En consecuencia, todos los equipos de seccionamiento y protección, deben trabajar en las siguientes condiciones de servicio:

Altitud sobre el nivel del mar , m	3000
Temperatura máxima, °C	30
Temperatura mínima, °C	0
Temperatura media, °C	15
Precipitación media anual, mm	1500
Humedad media relativa %	70

El aislamiento de los equipos, deberá satisfacer los valores de prueba que se señalan a continuación, en las condiciones normales establecidas por las normas IEC, es decir, a nivel del mar, con presión atmosférica de 760 mm de Hg y 20 °C de temperatura.

Tensión Nominal, KV	6.3
Tensión máxima de diseño, KV...	7.8
Tensión de prueba a impulso (BIL), KV	95

Información requerida.

Es muy importante definir la información requerida en cada uno de los puntos a ser automatizados a lo largo del alimentador, con el fin de establecer una idea general de la magnitud y características del equipamiento.

Para realizar la función de control remoto de primarios, vista en el numeral 4.4.2.4 de este capítulo y que se considera el objetivo de estudio en este trabajo,

se requiere por punto de control, un seccionador automático tripolar bajo carga o un reconectador automático, siendo la primera opción más conveniente económicamente pero sin posibilidad de corte de corrientes de cortocircuito.

Sin embargo se consideran los dos casos con sus diferentes elementos constitutivos:

a) Seccionador automático tripolar bajo carga.

- Información analógica:

- Corrientes en las tres fases.

Se necesitan: 3 transformadores de corriente y 3 transductores de corriente.

- Información de estado:

- Estado del seccionador.
- Posición del control del seccionador (manual/remoto).
- Indicador de falla.

Para lograr esta información se utilizan los contactos del seccionador y un indicador de falla.

- Control:

- Control de cierre y apertura del seccionador.

Se requieren 2 relés de interposición.

Nota: Se entiende como automático, que el

seccionador sea motorizado y operable a distancia.

b) Reconectador automático.

- Información analógica:

- Corrientes en las tres fases.

Se necesitan: 3 transformadores de corriente y 3 transductores de corriente.

- Información de estado:

- Estado del reconectador.
- Posición del control del reconectador (manual/remoto).
- Indicador de falla, instantáneo a tierra, temporizado a tierra, instantáneo y temporizado de fase.

Si el reconectador es de control electrónico, posee todas las anteriores opciones.

- Control:

- Control de cierre y apertura del reconectador.

Se requieren 2 relés de interposición.

Nota: Todo el equipamiento necesario para realizar la función de control de primarios, se encuentra concentrado en una sola unidad de la firma ABB, llamada DTU1 (*Disconnecter Terminal Unit*), (ver apéndice VII)

Adicionalmente se indicará el equipamiento básico para poder realizar la función de control de VAR y voltaje:

c) Regulador de voltaje.

- Información analógica:

- Corrientes en las tres fases.
- Voltaje lado fuente.
- Voltaje lado de la carga.

Se requieren: 3 transformadores de corriente, 2 transformadores de potencial, 3 transductores de corriente y 2 transductores de voltaje.

- Información de estado:

- Posición del tap de punto neutro.
- Posición del control del regulador (manual/remoto).
- Posición local/remoto del relé de control.

Se utilizan los contactos del regulador.

- Control:

- Control local/remoto del relé de control.
- Subir o bajar el tap del regulador.

Se necesitan cuatro relés de interposición.

d) Banco de capacitores.

- Información analógica:

- Corriente en las tres fases.
- Voltaje en 2 fases.

Se necesitan 3 transformadores de corriente, 2 transformadores de voltaje, 1 transductor de potencia activa, 1 transductor de potencia reactiva y 1 transductor de voltaje.

- Información de estado:

- Estado del equipo de operación del banco (disyuntor en aceite).
- Posición del equipo de operación (manual/remoto).
- Posición local remoto del equipo de operación.

Se logra esta información, con los contactos del equipo de operación.

- Control:

- Control local/remoto del relé de control.
- Control de apertura/cierre del equipo de operación del banco.

Se necesitan 4 relés de interposición.

4.6 COSTOS ESTIMADOS ³³

Los precios aproximados que se indican a continuación se los obtuvo de la firma ABB y también de referencias de la EEQSA, los valores son en moneda

constante, a la fecha (junio de 1993).

4.6.1 COSTOS DE SISTEMAS SCADA, RTU'S.

Micro SCADA, VAX 3100, 3 estaciones de trabajo (2 VDU), UPS, 36 RTU.

Soporte técnicoUS\$	50000
HardwareUS\$	274000
SoftwareUS\$	265000
RTU 210US\$	12600

4.6.2 COSTO DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.

Los costos para un sistema de comunicación, dependen de muchos factores, como longitudes, configuraciones, forma de transmisión de datos, etc. Por tanto los precios que se indican a continuación dan una idea general de los costos para este sistema.

Se tienen dos alternativas válidas: comunicación telefónica y comunicación por radio.

El arrendamiento al EMETEL de una línea dedicada telefónica de 4 hilos, cuesta aproximadamente 120000 sucres mensuales.

Para equipar un sistema de radio a 900 MHZ (*frecuencia usada para transmisión de datos*), con un

sistema HALF DUPLEX, con dos frecuencias, una para recepción y otra para transmisión; se requiere pagar al EMETEL por la utilización de las frecuencias, aproximadamente 100000 sucres mensuales por frecuencia. Una estación de radio receptora/transmisora, en el punto remoto tiene un costo que va de US\$ 800 a US\$ 1000 y en la estación maestra de US\$ 2000 a US\$ 3000.

4.6.3 COSTOS DEL EQUIPAMIENTO NECESARIO PARA REALIZAR LAS FUNCIONES DE DISTRIBUCION.

Se consideran los precios del equipo necesario para realizar estas funciones (*para automatizar*), sin considerar el costo del equipamiento normal, como seccionadores, reconectores, reguladores de voltaje y banco de capacitores.

Se consideran los siguientes precios unitarios:

Precio de la DTU1: US\$ 6600

Transformadores de voltaje (*potencial*) del tipo VOY-11, 7200/12470Y voltios primarios, tipo exterior, 110 KV BIL. Precio: US\$ 1010.

Transformadores de corriente del tipo KOR-11, 13.8 KV, tipo exterior, 110 KV BIL, 5 Amperios de corriente secundaria. Se considera un precio promedio, pues existen varios rangos de corrientes primarias. Precio: US\$ 1060.

Transductores de corriente y voltaje de entrada, 0-110 Voltios, 0-5 Amperios y 0-20 mA. de salida. Precio: US\$ 80.

Transductores de potencia activa y reactiva 0-5 A, 0-110V salida +/- 20 mA. Precio: US\$ 340.

Relés de interposición tipo RXME1. Precio: US\$ 140.

4.6.4 COSTOS POR PUNTO DE CONTROL.

La principal función de distribución considerada en este trabajo es la de Control remoto de primarios, para la implementación de la misma, por punto de control, se tiene el siguiente costo total, exceptuando costo del sistema micro SCADA:

RTU 210	US\$ 12600
Estación de radio receptora/trans-	
misora en el punto de control.	US\$ 900
DTU1	US\$ 6600
TOTAL	US\$ 20100

Para el área piloto de la ciudad de Quito, considerada en este estudio, se tenían 37 posibilidades de interconexión entre primarios, si cada una de estas posibilidades se considera como un punto de control, se tendría que para realizar la función de control remoto de

primarios se requieren:

Micro SCADA incluyendo hardware,		
Software, soporte técnico	US\$	589000
Costo de 37 puntos de control	US\$	743700
TOTAL	US\$	1332700

Si se quiere implementar un control de voltaje se debe adicionar por punto de control:

3 transformadores de corriente	US\$	3180
2 transformadores de potencial	US\$	2020
3 transductores de corriente	US\$	240
2 transductores de voltaje	US\$	160
4 relés de interposición	US\$	560
TOTAL	US\$	6160

Para implementar un control de VAR se debe considerar por punto de control los siguientes precios adicionales:

3 transformadores de corriente	US\$	3180
2 transformadores de potencial	US\$	2020
1 transductor de potencia activa	US\$	340
1 transductor de voltaje	US\$	80
1 transductor de potencia reactiva	US\$	340
4 relés de interposición	US\$	560
TOTAL	US\$	6520

4.6.5 EVALUACION FINANCIERA.

Se va a demostrar que la utilización del Sistema SCADA, resulta conveniente económicamente para una empresa eléctrica, comparando los gastos que se tienen anualmente sin el sistema SCADA y los que se tendrían con la aplicación de dicho sistema. Todos los datos que se consideran se tienen de referencias de la EEQSA.

Costo Social de la Energía no suministrada.

Se va a considerar en primer lugar, la energía no vendida, que por concepto de fallas se tiene en el sistema de distribución para la zona piloto. Y se va a utilizar los resultados del proyecto denominado "Costo Social de la Restricción de Energía Eléctrica y su aplicación a la Confiabilidad de Sistemas de Distribución", que establece que el costo social por concepto de energía no suministrada asciende a 1.99 US \$ el KWH.

Se presenta un promedio anual total en la *tabla 6*.

Energía no vendida MWH	Número de desconexiones	Tiempo de desconexión	Tiempo promedio
414.87	231	272.6 h.	72 min.

Tabla 6. Promedio anual total de desconexiones para la zona piloto

El tiempo promedio significa que hasta lograr el restablecimiento del servicio, luego de producida una falla, han transcurrido 72 min.

Con el sistema SCADA se puede reducir este tiempo, para lo cual se hará una comparación de los tiempos aproximados que se requieren para conocer y despejar una falla, tanto en las condiciones manuales como automáticas. (Ver Tabla 7)

SISTEMA	CONOCIMIENTO min.	UBICACION min.	REPARACION * min.	OPERACION min.
Manual	8	15	=	8
Automático	1	1	=	3

Tabla 7. Comparación de los tiempos para reposición del servicio.

* El tiempo de reparación se considera igual para los dos sistemas y depende de muchos factores, por lo que no se lo considera aquí.

De la tabla 7 se deduce que para actuar ante una falla se necesitan en un sistema manual 31 minutos y en un sistema con SCADA 5 minutos, por lo tanto el sistema automático nos posibilita un ahorro de tiempo de reposición de falla de 26 minutos.

Este ahorro de tiempo, nos permitiría suministrar una energía de $414.87 * 26 / 72 = 149.81$ MWH, con lo que la energía anual no vendida si se utiliza el sistema SCADA quedaría en 265.06 MWH.

Se va a considerar que el proyecto SCADA tiene una vida útil de 10 años y que durante esos años la energía no vendida crece a un ritmo del 3% anual. Para obtener anualidades iguales, se lleva los valores de cada uno de los 10 años a un Valor Presente Neto mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{i=1}^n VF(1/(1+i)^n) \quad (1)$$

En donde VF es el valor de la energía en cada año, el límite para el valor n es de 10 y el interés considerado en evaluación de proyectos es del 10%, resultando para un sistema manual un VPN = 2938.43 MWH y para un sistema con SCADA un VPN de 1879.27 MWH, estos valores presentes se convierten en anualidades mediante la ecuación:

$$A = P \frac{(1+i)^n (i)}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

En donde P es el valor presente, A son las anualidades, n = 10, i = 10%. Resultando para un sistema manual anualidades de 478.21 MWH y para un sistema automático de 305.84 MWH.

Se considera que el valor de 1.99 US \$ / KWH no cambia en los 10 años, con lo que se tendría un costo social anual para un sistema manual de US \$ 951637.9 y para un sistema con SCADA de US \$ 608621.6.

Costos en Distribución.

De manera aproximada se tiene otros costos anuales para la zona piloto, que se los compara con los gastos que se tendrían si se contara con un sistema SCADA, se considera porcentajes de disminución de al menos 50% en sueldos y de un 30% en materiales, sin considerar disminución en otros gastos y depreciaciones. Al estar los valores en US \$ se considera que no habrá cambio en los 10 años de vida útil del proyecto. Estas comparaciones se observan en la *Tabla 8*.

ITEM	SIN SCADA US \$	CON SCADA US \$
Sueldos	200000	100000
Materiales	37000	25900
Otros gastos	17000	17000
Depreciaciones	383000	383000
TOTAL	637000	525900

Tabla 8. Costos en distribución con y sin el SCADA

Costo del SCADA en anualidades.

El costo obtenido del SCADA asciende a US \$ 1332700 que se los puede expresar en anualidades de acuerdo a los 10 años de vida útil del proyecto. Para esto se utiliza la ecuación (2), donde P es el precio del SCADA ahora, $i=10\%$, y $n=10$. Se obtienen anualidades de US \$ 216890.7.

Costo anual total con y sin automatización.

El costo anual total con y sin SCADA se resume en la *tabla 9*.

ITEM	SIN SCADA US \$	CON SCADA US \$
Energía no vendida	951637.9	608621.6
Costos en distribución	637000.0	525900.0
Costo del SCADA		216890.7
TOTAL	1588637.9	1351412.3

Tabla 9. Costos anuales totales con y sin SCADA.

Se observa en la tabla 9 lo que se quería demostrar:
COSTO ANUAL CON SCADA < COSTO ANUAL SIN SCADA.

CAPITULO 5

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

De la evualuación financiera realizada, se concluye que la aplicación del sistema SCADA a un sistema de distribución es conveniente económicamente para una Empresa Eléctrica.

Las Empresas Eléctricas del Ecuador sufren elevadas pérdidas de energía en sus Sistemas de Distribución, producidas principalmente por cortes en el sistema y demoras en la reposición del servicio.

Se debe mejorar la confiabilidad de dicho sistema, es decir brindar una mejor calidad en el servicio.

El sistema SCADA, brinda al operador una información amplia y casi instantánea del estado de la red y le permite operar sobre la misma de una manera segura y rápida.

Para brindar flexibilidad en las funciones del sistemas SCADA, es necesario que el software del mismo, se encuentre separado en módulos y que dichos módulos

puedan comunicarse entre sí.

Las Unidades Terminales Remotas deben tener una configuración modular, para simplificar sus posibilidades de expansión.

La confiabilidad del sistema de comunicaciones dentro de sistemas SCADA, es muy importante, pues de esto depende la transferencia correcta de la información y de las acciones de control, evitando mensajes o acciones erróneas. Es por esto que para especificar un sistema de comunicaciones, se debe realizar un balance óptimo entre los costos del mismo y su confiabilidad.

La operación automática permite un tiempo mucho menor para la reposición del servicio, que el sistema manual que actualmente se emplea, influyendo mucho esta ventaja en la imagen de la empresa.

En la actualidad casi todos los países Latinoamericanos, poseen avanzados sistemas de control de energía eléctrica, en el Ecuador se están dando los primeros pasos para su implementación inmediata.

Brasil es el único país de los estudiados que ya posee un sistema de control a lo largo de los primarios, ha desarrollado incluso con su propia tecnología, un kit de accionamiento electromecánico, para la operación remota del primario.

La función de control remoto de primarios, es la función más importante a aplicarse en Distribución, pues posibilita una reducción de pérdidas al permitir una transferencia de carga entre primarios y la reposición inmediata del servicio a las zonas no falladas.

Algunos beneficios cuantificables de la utilización de Sistemas SCADA en Distribución son:

- Reducción de las inversiones de capital debido a diferimiento de inversiones y a una utilización efectiva de los alimentadores y subestaciones existentes.
- Reducción en costos de operación y mantenimiento.
- Aumento de ingresos gracias a una reducción de pérdidas, debido a la reconfiguración de alimentadores y a una reposición más rápida del servicio.

Algunos beneficios no cuantificables son:

- Mejora en la confiabilidad del servicio.
- Mejora en el nivel de satisfacción de los clientes.
- Mejora de la seguridad pública (disminución de apagones nocturnos).
- Mejora en la confiabilidad de la información para tareas de Ingeniería y Planificación.
- Mejora de la imagen pública de la empresa.

5.2 RECOMENDACIONES.

El desarrollo de la ciencia y la tecnología, mejora las condiciones de trabajo, y en nuestro país es urgente aplicar estos sistemas informáticos, para no quedar rezagados, con sistemas y procedimientos obsoletos.

Las Empresas Eléctricas deberían capacitar a su personal con estos nuevos avances de la técnica, tal como lo ha hecho INECEL, capacitando a su personal para la puesta en marcha del proyecto Sistema de Supervisión y Control (SSC) para el Sistema Nacional Interconectado.

Las Empresas Eléctricas, INECEL e incluso las empresas comerciales deben difundir la utilización e indicar las ventajas de este sistema, dentro de sus organismos financieros, de planificación, o posibles clientes.

Se recomienda a la Facultad difundir este documento en las instancias pertinentes, para que se conozcan los términos técnicos y económicos que implicarían una aplicación de estos sistemas.

Se recomienda este trabajo como una base para futuros estudios del software necesario para realizar un control remoto de primarios.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Electric Utility Engineering Reference Book, Volumen 3, Distribution Systems, East Pittsburgh, PA, 1965, página 10.
- 2.- EEQSA, Normas para Sistemas de Distribución, Parte A: Guía para diseño, Quito, 1978, páginas: A-01 p.1-5, A-20 p. 2-3.
- 3.- GILBERTO ENRIQUEZ HARPER, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, Vol II, Editorial Limusa, México 1978-80. Páginas: 514-518.
- 4.- VITERI P. RAUL G., Estudio de las Redes Subterráneas de Distribución de Energía Eléctrica, Tesis de Grado EPN, 1973, Páginas: 20-54.
- 5.- ALBAN MOLINA NESTOR, Diseño de Redes de Distribución Aéreas Radiales Para Cargas Residenciales por Computador Digital, Tesis de Grado EPN, 1989, Páginas: 13-20.
- 6.- GOMEZ M. FERNANDO, Procedimiento para la Implementación de Centros de Control para Sistemas de Distribución, VII SEDEE, EEQSA, 1988, Páginas: 1-8.

- 7.- POVEDA MENTOR, Planificación de Sistemas de Distribución, EPN, 1987 Páginas: 7-9.
- 8.- CORPORACION ANDINA DE FOMENTO, Ecuador: Proyecto de Supervisión y Control del Sistema Nacional Interconectado - INECEL, Caracas, 1991. Páginas: 1-3, 19-23.
- 9.- INECEL, El Desarrollo Eléctrico en el Ecuador, 1977, páginas: 1-10.
- 10.-- GOMEZ FERNANDO, Automatización de Distribución, EEQSA, 1987, Páginas 1-16.
- 11.- IEEE, Distribution Energy Control Center Experiment, Transaction on Power Apparatus and Systems, VOL. PAS-102 No. 6, junio 1983, Páginas: 1582-1588.
- 12.- INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador, 1991, Páginas 1-50.
- 13.- ABB NETWORK CONTROL, SPIDER Product Launch Seminars, Cairo, 1989, Páginas B1-B14, C1-C7, K1-K12.
- 14.- ABB NETWORK CONTROL, SPIDER SCADA Open Ended Systems for Advanced Network Control, Suecia, 1989, Páginas: 4-5.

- 15.- IEEE TUTORIAL COURSE, Fundamentals of Supervisory Control Systems, USA, 1981, Páginas: 1-97.
- 16.- CEGRELL TORSTEN, Power System Control Technology, 1988, Páginas: 1-341.
- 17.- IEEE, Feeder Automation Designs for Installing and Integrated Distribution Control System, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 10 Octubre 1985, Páginas: 2929-2934.
- 18.- IEEE, Analysis of Analog Data Dynamics For Supervisory Control and Data Acquisition Systems, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 2, Febrero 1983, Páginas: 275-280.
- 19.- ABB NETWORK CONTROL, BECOS 32 SCADA SYSTEM Technical Description, Suiza, 1988, Páginas: 2.1 - 2.12.
- 20.- ASEA TRANSMISSION, SINDAC Systems, Suecia, 1987, Páginas: B.1 01 - B.1 47, B.2 01 - B.2 120, B.7 01- B.7 9.
- 21.- EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA, Proyecto Centro de Control, Sistema de manejo de energía y comunicaciones para la EEEB, PART II, VOLUME I, Energy Management System Technical Specifications, Bogotá, 1983, Páginas: 1.1 - 1.22, 3.1 - 3.58.

- 22.- BBC BROWN BOVERI, BECOS 10 PLUS Technical Description, Suiza, 1986, Páginas: 2.1 - 2.21.
- 23.- SIEMENS POWER SYSTEM CONTROL, Control Centre System, PROKON-E System Overview, Alemania, 1987, Página: 72.
- 24.- FERRANTI INTERNATIONAL CONTROLS, SCADA Software VANGUARD II, 1986, Páginas: 1- 20.
- 25.- ASEA SINDAC, COLLECTOR 400, Suecia, 1987, Páginas: 1-5.
- 26.- MENA ALFREDO, ANDINO HERNAN, Control y Gestión de Cargas Eléctricas en Estaciones Urbanas de Distribución, JIEE Vol. No. 10, EPN, julio 1990, Páginas: 137-150.
- 27.- CIER, Subcomité de Distribución de Energía Eléctrica, Comité Nacional Argentino y Brasileño, 1991, Páginas: 39-63, 223-241.
- 28.- INECEL, Proyecto Sistema de Supervisión y Control (SSC) para el Sistema Nacional Interconectado (SNI), abril 1990, Páginas: 5-7, 11-20.
- 29.- INE, Control de Cargas Eléctricas en Distribución, Memorias del Simposio Internacional, Octubre 1990,

- Incorporación del Sistema SEDIS en las subestaciones de la EEQSA Páginas: 1-8, Supervisión y Control del Sistema de Distribución de ELECTROLIMA Páginas: 1-12, Criterios para el manejo de la red de Distribución Páginas: 1-9, Operación del Sistema de Distribución EEQSA Páginas: 1-7.
- 30.- GOMEZ FERNANDO, RUIZ RAUL, Especificaciones funcionales del Centro de Control de la EEQSA, JIEE Vol. No. 9, EPN, 1988, Páginas: 81-87.
- 31.- ROMERO NARCISA, Automatización de la Operación de los Sistemas de Distribución, Tesis de Grado EPN, 1990, Páginas 9-14.
- 32.- IEEE, Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 2, Marzo/Abril 1980, Páginas: 549-557.
- 33.- ABB NETWORK CONTROL AND PROTECTION, Product Launch Seminars, Distribution Protection and Control Products, DTU, Helsinki, Marzo 1993, Páginas: 1-11.
- 34.- INECEL, Plan Maestro de Electrificación período 1993-2002, marzo 1993, Páginas: 2.1 -2.6, 3.1.

APENDICES

APENDICES

APENDICE I Sistema Nacional Interconectado.

APENDICE II Consolas remotas.

APENDICE III Procesador FRONT-END.

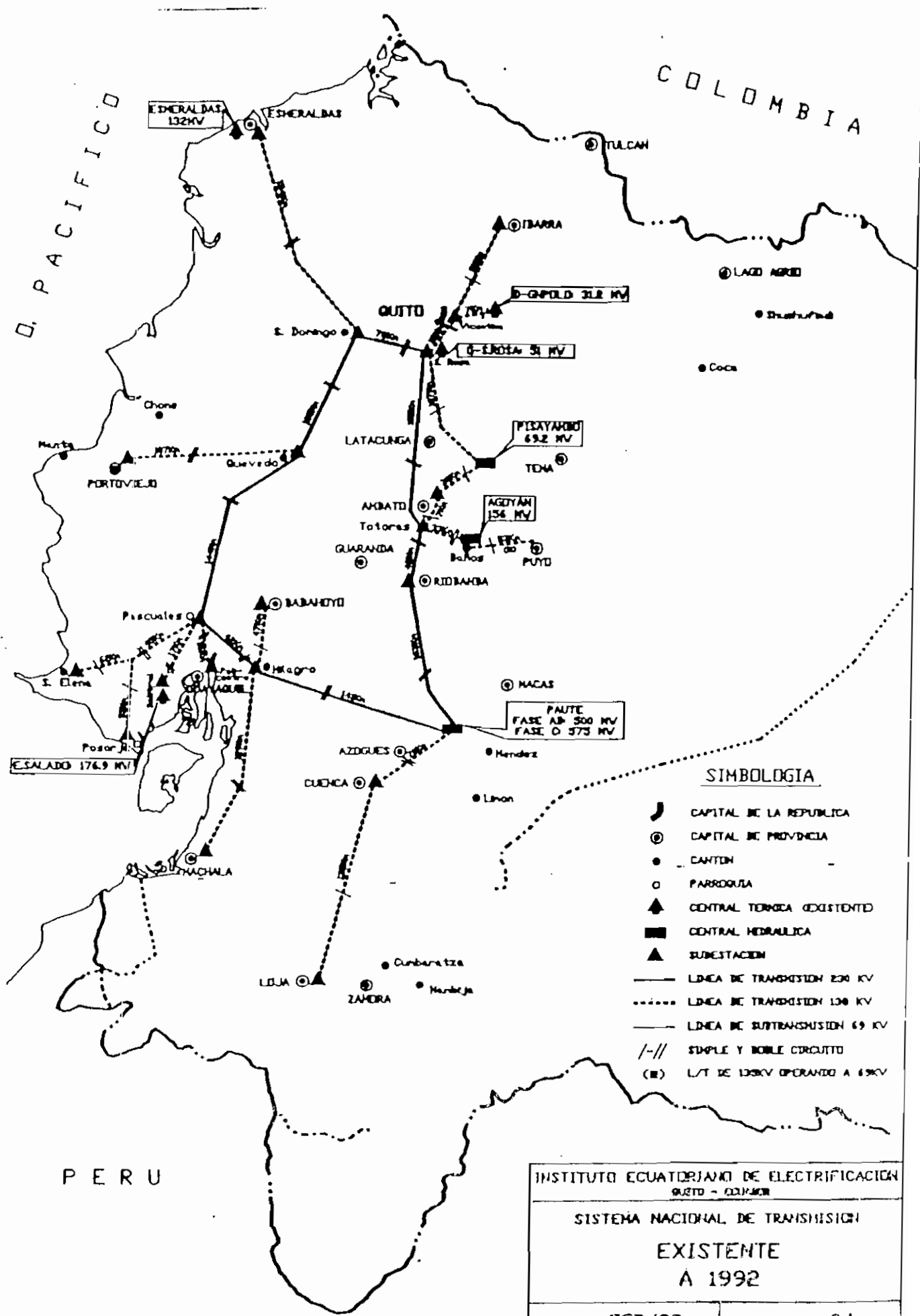
APENDICE IV Lenguaje SCIL.

APENDICE V Micro SCADA.

APENDICE VI RTU 210.

APENDICE VII DTU.

APENDICE I



SIMBOLOGIA

- ⌋ CAPITAL DE LA REPUBLICA
- ⊙ CAPITAL DE PROVINCIA
- CANTON
- PARROQUIA
- ▲ CENTRAL TERMICA EXISTENTE
- CENTRAL HIDRAULICA
- ▲ SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION 230 KV
- ⋯ LINEA DE TRANSMISION 138 KV
- LINEA DE SUBTRANSMISION 69 KV
- // SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO
- (II) L/T DE 138KV OPERANDO A 69KV

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - GUAYACUN

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 EXISTENTE
 A 1992

FECHA	FEB/93	OPUSCULO	3.1
-------	--------	----------	-----

APENDICE II

08-30

S.P.I.D.E.R. MicroSCADA

MicroTERMINAL

Revision 7.3

MicroTERMINAL

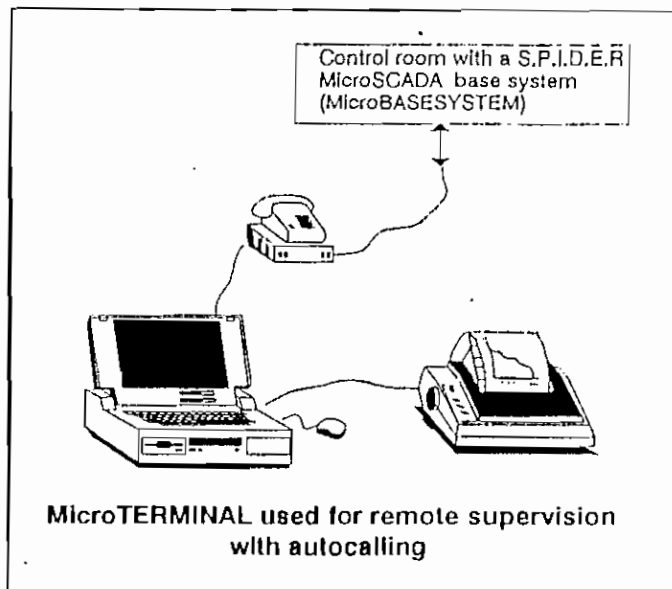
the remote supervisory console, the "home terminal", of S.P.I.D.E.R. MicroSCADA.

Fields of Use:

- Remote alarm and event monitoring
- Remote operation
- Remote diagnostics of a S.P.I.D.E.R. MicroSCADA basesystem
- Additional operator console within the control room.

Highlights:

- Provides the same potentials as the basesystem operator interface, except for picture editing
- Can be connected through direct serial lines (RS232, with or without modems), LAN or public telephone network
- Automatic call-up from the control room on alarm and other selected situations (demands front-end communication)
- Operation with keyboard and mouse (option)
- Different kinds of personal computers, from small portable computers to stationary personal computers
- Software running under MS-DOS*
- Hardcopy (demands VGA monitor, option)
- Full graphic curves (demands VGA monitor, option).



Workstation Architecture

Minimum Requirements

- A personal computer including keyboard for data entry, cursor positioning and function key activation
- A monitor for supervision.

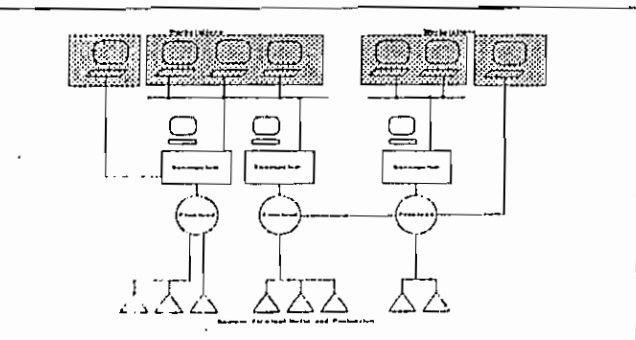
Options

- Mouse for cursor positioning and function key activation
- Printer for hardcopy.

Operation

MicroTERMINAL can be used for the operation of all application pictures, such as menus, process pictures and report pictures, and all tool pictures except the picture editor. The operator enters commands by means of the computer keyboard or a mouse. No control board can be used.

MicroTERMINAL can be configured for automatic call-up and start-up initiated from the basesystem at certain process events and alarms in the connected application (requires front-end communication).



Functional Description

MicroTERMINAL is logically connected to one application in a MicroSCADA basesystem and uses the databases and pictures of this application. Any application in the connected basesystem can be selected. Each MicroTERMINAL unit runs its own user process in the basesystem.

Communication Alternatives

There are four alternatives for connecting MicroTERMINAL to the basesystem:

Direct Remote Communication

MicroTERMINAL is connected to a communication unit through a direct and stationary serial line (RS232).

Transmission rate: Max. 19200 (norm. 9600) bits/s.

Max. distance: Without modems: 15m.

With modems: No limitations.

Requirements: MicroFRONTEND.

Through the Public Telephone Net

MicroTERMINAL is connected through front-ends and the public telephone net.

Transmission rate: 1200 or 2400 bits/s.

Max. distance: No limitations.

Requirements: MicroFRONTEND

Modems.

Benefits: Autocalling possible.

Direct communication with the Main Computer

MicroTERMINAL is connected directly to the main computer through a serial line (RS232).

Transmission rate: Max. 9600 bits/s.

Max. distance: Without modems: max. 15 m.

With modems: no limitations.

Requirements: None.

Remarks: May load the basesystem.

Through the Local Area Network

MicroTERMINAL is connected to a node of the local network (MicroLAN).

Transmission rate: 10 Mbits/s.

Max. distance: Limited by the network.

Requirements: MicroVAX basesystem computer

MicroLAN (see MicroLAN).

Remarks

Automatic call-up is possible only with alternative B.



ABB NETWORK CONTROL

Hardware Specifications

Computer

Types: Any personal computer running under the MS-DOS* operating system.

Requirements: 512 kB memory

Diskette station or fixed disk

Processor 286, 386 or 486

Mathematical processor

For communication alternatives A through C, at least one free serial port, and for alternative D, one free slot.

Monitor

Types: EGA/VGA.

Remarks: Full graphic curves are supported only by VGA monitors.

Hard copy is supported only by VGA monitors.

Monitors of other types than EGA/VGA can be used, but do not display the MicroSCADA pictures properly.

Mouse

Types: Microsoft serial mouse

Requirements: One free serial port.

Printer (Hardcopy Device)

Types: EPSON JX 80 or compatible.

Requirements: One free parallel port.

VGA monitor.

Modems

Types: If autocalling: autocaller modem based on AT Hayes command structure.

If no autocalling: V22 or compatible, full-duplex modems.

Software Specifications

Operating System

MS-DOS 3.0 or later, if MicroLAN, version 3.3, or later.

Workstation Software

The MicroTERMINAL software package is configurable and includes all options. The software is delivered on one DOS diskette.

* MS-DOS is a trademark of Microsoft Corporation.

ABB Strömberg Power Oy
Network Control
P.O. Box 604, SF - 65101 Vaasa
Finland
Telephone + 358 (61) 162111
Telefax + 358 (61) 167133
Telex 1244058 + str sf

ABB Network Control AB
S - 72169 Västerås
Sweden
Telephone + 46 (21) 324000
Telefax + 46 (21) 187819
Telex 40849 abb net s

ABB Network Control GmbH
P.O. Box 1140, D-6802 Ladenburg
Germany
Telephone + 49 (6203) 711
Telefax + 49 (6203) 15731
Telex 462 411 193 bb d

APENDICE III

21-08-30

S.P.I.D.E.R. MicroSCADA

MicroFRONTEND
Revision 7.3.

MicroFRONTEND

is the front-end computer system of the supervisory control system S.P.I.D.E.R. MicroSCADA.

Fields of use:

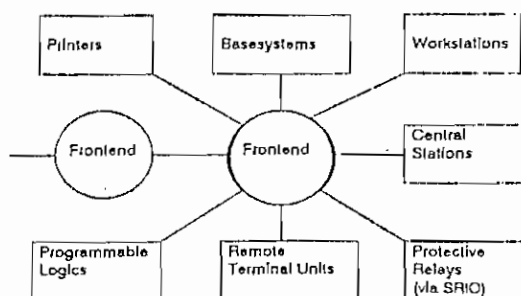
MicroFRONTEND handles the remote data transmission between the following subsystems and units of the S.P.I.D.E.R. MicroSCADA supervisory control network:

- Basesystem - process units (RTUs)
- Basesystem - other basesystems
- Basesystem - printers
- Basesystem - workstations
- Basesystem - frontend
- Front-end - frontend
- Basesystem - foreign control centers.

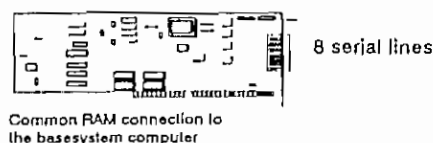
Highlights:

- Appears in two variants: internal MicroFRONTEND with 8 serial lines and stand-alone MicroFRONTEND with up to 32 serial lines
- Supports full-duplex point to point and half-duplex multi-drop communication with remote terminal units
- Can be connected to form a network
- Uses the RS232 asynchronous serial line standard
- Supports several types of communication protocols which can be freely allocated to the lines
- Reconfigurable during operation.

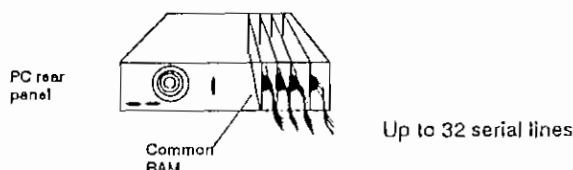
Frontend connections:



Internal MicroFRONTEND:

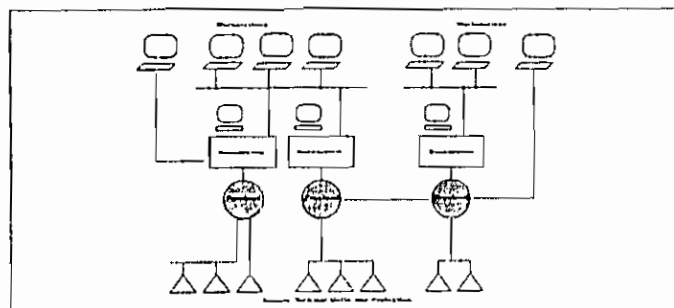


Stand-alone MicroFRONTEND:



Product Description

MicroFRONTEND appears in two different variants: internal and stand-alone. The internal variant is composed of one communication unit mounted within the MicroSCADA basesystem computer. The stand-alone MicroFRONTEND comprises a PC which houses up to four communication units. Each communication unit, i.e. an internal MicroFRONTEND and each of the communication units in a stand-alone MicroFRONTEND, is composed of one communication board and one communication program including a configuration specific for the actual unit. Each unit has 8 serial lines and a common RAM interface. Common RAM is used for internal communication with the basesystem or other communication boards. The eight serial lines may be freely connected to different devices.



Communication Board

The communication board is the same in all cases and is a one board computer, DCP/MUXi from Emulex. Each board has 8 in/out ports, plus a common RAM interface.

Communication Software

See MicroNET.

Remote Communication Network

Communication Lines

The lines of MicroFRONTEND are all asynchronous serial lines using the RS232 standard. Each serial line supports communication through the following media:

- Direct serial wires or cables, with or without modems
- Telephone lines, called or leased lines
- Radio links
- Optical fibres.

RTUs can be connected in half-duplex multidrop or full-duplex point-to-point configuration. All other devices communicate through full-duplex point-to-point connections.

Protocols

MicroFRONTEND supports the following communication protocols:

- MicroPROTOCOL for internal MicroSCADA communication
- RP570, for the S.P.I.D.E.R. RTU family
- ANSI X3.28 for SPACOM, PLC, D20, M4000, etc.
- Inductive 35 for P214
- ADLP80 for SINDAC central station
- ADLP180 for SINDAC and S.P.I.D.E.R. EMS/SCADA central stations
- ASCII for printers.

Common RAM

Common RAM is used for communication between the base system computer and an internal front-end, and between the separate communication units of a stand-alone MicroFRONTEND.

Autocalling

Autocalling is possible on ANSI X3.28 and MicroPROTOCOL lines. It is used in the communication with RTUs and workstations.



ABB BROWN BOVERI

Functional Description

Start-up and Operation

During operation, the parameterized communication programs run in the communication units. The program of an internal unit is loaded and started by a SCIL function. In a stand-alone MicroFRONTEND, a load program (NETLOAD) loads and handles the communication units.

Data Transfer

The data to be transferred, addresses and communication parameters are all contained in system objects. When a message has been sent, the communication unit waits for a response from the receiving device. If no response is obtained, a system message is generated and sent to the base system. Data can be routed through several units.

Configuration

Each communication unit includes a project specific configuration defined by parameters (system objects) which can be changed on-line or at system start-up. E.g., line errors can initiate automatic reconfiguration. A default configuration is stored in the communication program. It can be changed with a configuration program (NETCONF).

Specifications

Communication Unit

Board type:	DCP/MUXi by Emulex.
Processor:	Intel 80286
Memory:	512 kB
Operating system:	Based on SDL Scheduler.
Lines:	8 asynchronous serial lines according to standard EIA RS-232-C (CCITT V.24/V.28)
Transmission rate:	300 ... 19200 (depending on communication equipment and distance).
Security Check:	BCC or CRC.
Capacity:	Total momentary capacity ca. 25 kbits/s (depending on the protocol).

Internal MicroFRONTEND

One communication unit.

Standalone MicroFRONTEND

A PC with one to four communication units.

PC type:	IBM PC or PC/AT compatible.
Operating system:	MS-DOS.
Slots:	Four free full size slots.
Memory:	512 kB.

Software

See MicroNET.

ABB Strömberg Power Oy
Network Control
P.O. Box 604, SF - 65101 Vaasa
Finland
Telephone + 358 (61) 162111
Telefax + 358 (61) 167133
Telex 1244058 + str sf

ABB Network Control AB
S - 72169 Västerås
Sweden
Telephone + 46 (21) 324000
Telefax + 46 (21) 187819
Telex 40849 abb net s

ABB Network Control GmbH
P.O. Box 1140, D-6802 Ladenburg
Germany
Telephone + 49 (6203) 711
Telefax + 49 (6203) 15731
Telex 462 411 193 bb d

APENDICE IV

18-30

P.I.D.E.R. MicroSCADA

SCIL

MicroSYS, Rev. 7.3

SCIL

an application oriented high level language for intensive and flexible application engineering of the supervisory control system S.P.I.D.E.R. MicroSCADA.

Fields of use:

SCIL is used within all kinds of MicroSCADA applications for the programming of:

- User interface: menus, pictures, reports, windows, function keys
- Manual and automatic supervision and control
- Calculation and reporting procedures
- System configuration
- Engineering tools.

Highlights:

- Powerful commands for display handling, window handling, object handling, printout, etc.
- Arithmetics, logics and relations
- Predeclared functions for specialized SCADA tasks
- Extensive vector handling
- Conditional processing
- Event activated sequences for automatic updating and control operations in displays
- Commands for file management
- Run time interpreter
- Multitasking executing environment.

Features

The SCIL environment is developed for real time control and supervision of automation processes. SCIL is a high level language with a low starting level for non-programmers, but with a structure enabling complex functions.

The SCIL programs are composed of textual statements which are executed by the MicroSCADA main program.

```

UPDATE 1 ;Updating Interval
ISHOW INFO ;Window display
!INPUT_VAR INFIELD INDATA ;Reading Input data
@VARIABLE = 0 ;Variable definition
#ON M1:E1 #BLOCK ;Event activated
    ISHOW M1 M1:PBI ;window display
    #IF M1:PBI = 1 #THEN #BLOCK ;and conditional
        #SET BREAKER1:PBO = 1 ;control or
        #SET BREAKER2:PBO = 1
    #BLOCK_END
#ELSE #EXEC START:C ;program execution
#BLOCK_END

```

An example of a SCIL program for display handling (start program of a picture)

Program Structure

SCIL programs are composed of statements, each of which meaning that a task is performed. No variable declarations are needed, nor any initiating or terminating statements. One single SCIL statement can constitute a SCIL program.

SCIL Statements

A SCIL statement is composed of one line of ASCII characters. It is either a command statement of the form:

command specification

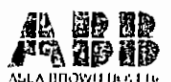
or a variable assignment of the form:

variable = expression

Commands

There are mainly two types of commands: Picture Commands for defining user interface procedures, and Control Commands for defining calculation as well as process and system control procedures. Picture commands operate on pictures, windows and other display related features. The control commands affect features related to objects, program execution, etc. Below is a list of some essential commands (The specifications are here left out. Picture commands start with a ! and Control commands with a #.):

- !NEW_PIC Produces a new picture on screen.
- !INT_PIC Shows an alarm picture on screen.
- !UPDATE Defines the cyclic update time of the screen.



HOW	Shows a window.
ERASE	Erases a window.
FAST_PICTURE	Defines the picture as a "fast picture", meaning that it is stored in the primary memory with all dynamic data (may be annulled).
END_PICTURE	Copies a picture to a printer.
INPUT_VARIABLE	Reads an input value from the user.
SET	Assigns a value to an object (includes control of the process and the system via process and system objects).
PRINT	Prints a report, etc.
EXEC	Executes an object (e.g. a command procedure).
ON	Executes certain SCIL statements when a specific event occurs.
IF ... #THEN ...	Conditional statement.
BLOCK	Compound statements.
BLOCK_END	

Variables

In SCIL, variables are assigned values according to the following pattern:

```
variable_name = expression
```

The variable is automatically assigned the same data type as the expression. The variable value, and also its type, can be changed any time. Variables can be used in all kinds of expressions. They can also be used in texts, e.g. in names.

Expressions

SCIL expressions are composed of operands and operators. SCIL operands (objects, variables and constants) may be operated on by operators that fall into three categories:

Arithmetic operators:	+, -, *, /, **, DIV, MOD
Logical operators:	AND, OR, XOR, NOT
Relational operators:	=, <, >, <=, >=, <>

The expressions are evaluated as they are encountered.

Data Types

All expressions, object data, program variables and constants have an associated data type. The data types supported by SCIL are the following:

Integer	32 bits
Real	32 bit floating point numbers
Boolean	TRUE or FALSE
Time	32 bit numbers achieving 1 second resolution.



ABB Strömberg Power Oy
Network Control
P.O. Box 604, SF - 65101 Vaasa
Finland
Telephone + 358 (61) 162111
Telefax + 358 (61) 167133
Telex 1244058 + str sf

ABB Network Control AB
S - 72169 Västerås
Sweden
Telephone + 46 (21) 324000
Telefax + 46 (21) 187819
Telex 40849 abb net s

ABB Network Control GmbH
P.O. Box 1140, D-6802 Ladenburg
Germany
Telephone + 49 (6203) 711
Telefax + 49 (6203) 15731
Telex 462 411 193 bb d

Text	ASCII strings of variable length (max 255 characters).
Vector	One-dimensional array of any of the data types above. Vectors can be used with most operators and functions.
List	List of attributes.

Functions

A large number of predefined functions are supplied by SCIL. They include:

- Arithmetic functions: ABS, MAX, SORT, SIN, EXP, etc.
- Time functions to calculate with time type data and prepare it for ASCII presentation.
- Bit functions to manipulate integer values bitwise.
- Text functions to manipulate ASCII strings.
- Vector functions, e.g. to search for the largest or smallest element of a vector, to add up the elements of a vector, to reverse a vector, etc. Also functions for linear interpolation and preparing duration curves are supplied.
- Object query functions to operate in conjunction with query commands to search and browse in databases.

Comments

Comments can be inserted anywhere in the programs.

Use

SCIL appears as programs in pictures (start, update, exit and function key programs) and command procedures. In addition, SCIL expressions are found in object definitions and window definitions.

The SCIL programming is performed in MicroTOOL - in the picture editor and in object definition forms. SCIL statements can also be entered and executed one by one in test forms.

Functional Description

The execution of SCIL programs can be started manually (function keys in pictures) or automatically. The automatic start-up of command procedures can be initiated from process events, time scheduling or SCIL.

The SCIL programs and expressions are interpreted and executed by the main program as they are encountered. The main program supports multitasking executing of SCIL, i.e. several SCIL programs are executed in parallel.

APENDICE V

01-08-30

S.P.I.D.E.R. MicroSCADA

General Description
Revision 8.0

S.P.I.D.E.R. MicroSCADA

is a microcomputer based, distributed and programmable, supervisory control and data acquisition system (SCADA).

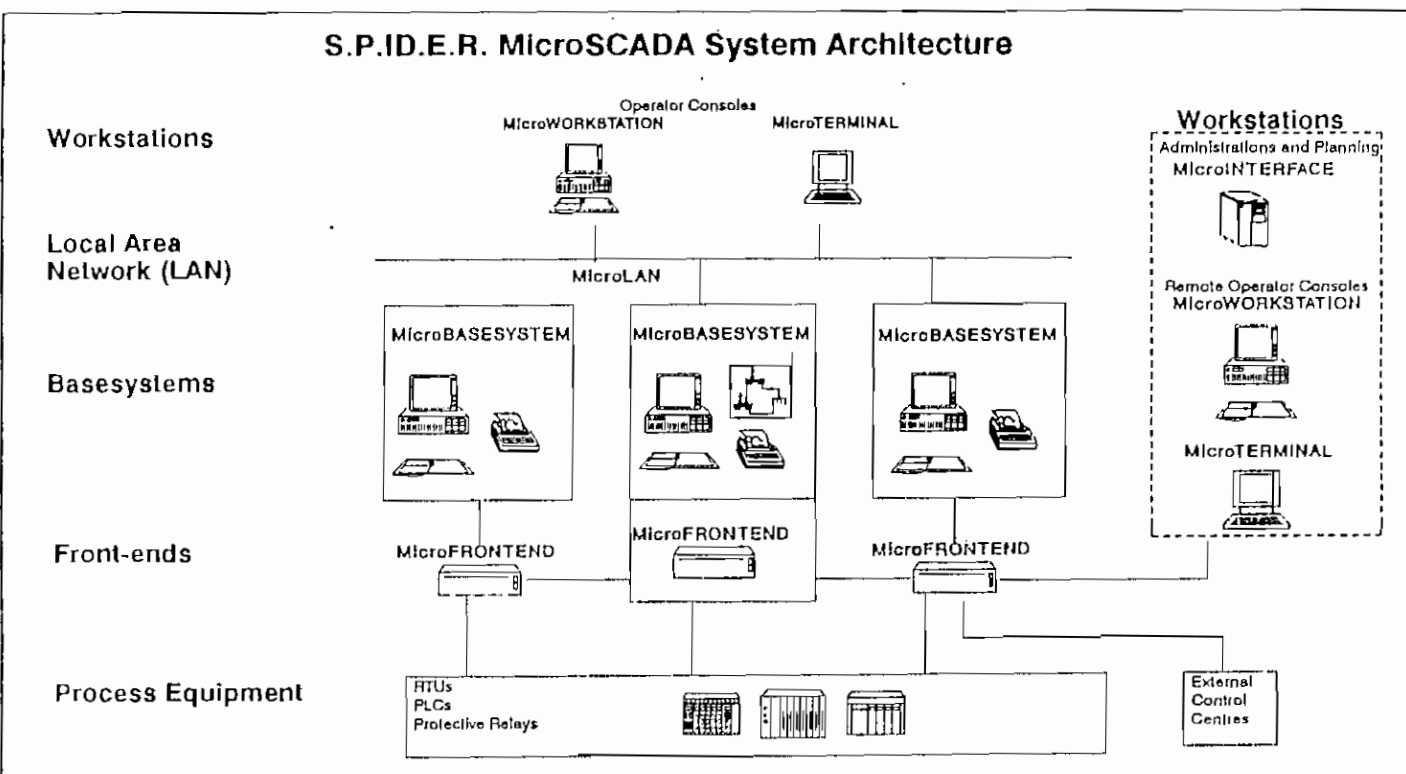
Fields of use:

S.P.I.D.E.R. MicroSCADA is used for manual and automatic supervision and control, alarm and event handling, calculation and reporting, within the following fields:

- Electricity and heat distribution, on central as well as local level
- Integrated Network and Substation Control
- Water purification and distribution
- Various industrial applications, etc.

Highlights:

- Advanced and user friendly, picture oriented operation
- Distributed MicroSCADA networks
- An open system architecture
- Unique, process independent main software
- SCADA functions programmed in a high-level object oriented application language, SCIL
- Graphical standard application engineering and flexible, specialized SCIL programming
- User programmable on-line
- Runs in PC/AT and MicroVAX* computers under the UNIX*, iRMX* and VMS* operating systems
- Supports a wide range of process units - RTUs, PLCs and protective relays - and external control centers
- Workstations connected through local or remote networks, the latter supporting autocalling
- Provides an interface for administrative and technical calculation and planning programs
- On-line system control, self-supervision and diagnostics.



System Architecture

I.D.E.R. MicroSCADA is composed of three subsystems: basessystems, communication systems and workstations. These subsystems are combined to a distributed MicroSCADA network connected to process units and possibly external control centers.

Basessystem

I.D.E.R. MicroSCADA basessystem, MicroBASESYSTEM, is the framework of the system. The basessystem comprises:

A computer, which can be an IBM PC/AT compatible computer or a MicroVAX computer

An operator console (PC/AT)

Peripherals: printers, alarm devices and mimic boards.

Communication System

Data communication between the units of a MicroSCADA system is performed with two methods:

Through front-ends, MicroFRONTEND, which mainly handles the remote communication

Through local area networks, MicroLAN.

Workstations

MicroSCADA comprises three types of workstations:

The operator console, MicroWORKSTATION

The supervisory console, MicroTERMINAL

The external computer interface, MicroINTERFACE.

Process Units and External Control Centers

I.D.E.R. MicroSCADA supports the connection of the following types of process units and control centers:

S.P.I.D.E.R. RTUs (100, 200 and 210), ABB, for Network Control and disconnect control

SPACOM, ABB, protective relays for protection and alarm in substations (through SRIO)

WESDAC D20, M3000 and M4000, Westronic Inc., for Network control and all types of process control

PLC2 and PLC5, Allen-Bradley, programmable logics

SELMA2, ABB, process station

ABB Master, Master Piece 240, ABB

Procol, P214 and PHSC, ABB

S.P.I.D.E.R.EMS/SCADA, SINDAC Central Stations.

Operation

MicroSCADA is operated through the basessystem, which contains the operator interface, databases and all functions for manual and automatic process control, reporting and system control, see MicroBASESYSTEM. Manual control can be performed from workstations.

From the operator's point of view, the system is composed of displays, reports and control functions. All these features are process specific and form a user "application". One basessystem can contain several applications connected to separate processes. Applications in the same as well as in separate basessystems can intercommunicate.

Functional Description

All supervision, manual and automatic control, calculation and reporting, is handled with objects controlled by the SCIL application language. The objects, pictures and the SCIL programs are process and customer specific. The MicroSCADA main software contains no application functions, but supply the system with all potentials for the application software.

One basessystem can contain several complete application software packages, "applications", with specific functional properties. Each application includes pictures, a process database which keeps up a process image, and a report database which contains the reporting and automatic control functions. The databases are composed of objects: pictures, process objects and report objects. Likewise, the system configuration is defined by objects.

MicroSCADA contains tools for standard application engineering (MicroLIBRARY) and for specialized programming (MicroTOOL).

Specifications

See the product information sheets for the subproducts:

The total basessystem: MicroBASESYSTEM

The main program: MicroSYS

Engineering tools: MicroTOOL, MicroLIBRARY

Frontends: MicroFRONTEND

Frontend software: MicroNET

Local area network: MicroLAN

Remote supervisory console: MicroTERMINAL

Remote operator console: MicroWORKSTATION

External computer interface: MicroINTERFACE

* iRMX is a trademark of Intel Corporation.

UNIX is a trademark of AT&T.

MicroVAX and VMS are trademarks of Digital Equipment Corp.



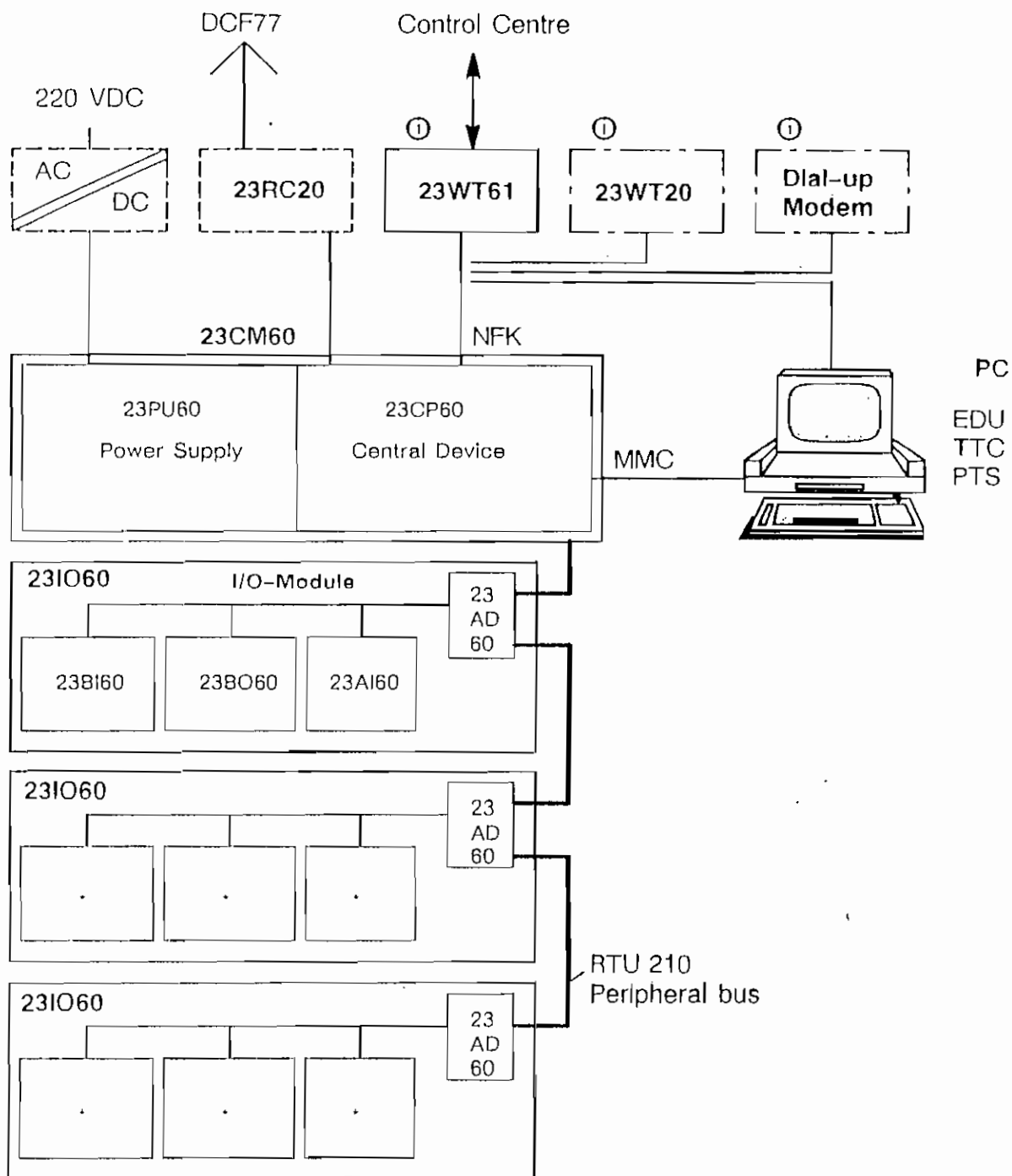
A KNOWLEDGE BOVENI

ABB Strömberg Power Oy
Network Control
P.O. Box 604, SF - 65101 Vaasa
Finland
Telephone + 358 (61) 162111
Telefax + 358 (61) 167133
Telex 1244058 + str sf

ABB Network Control AB
S - 72169 Västerås
Sweden
Telephone + 46 (21) 324000
Telefax + 46 (21) 187819
Telex 40849 abb net s

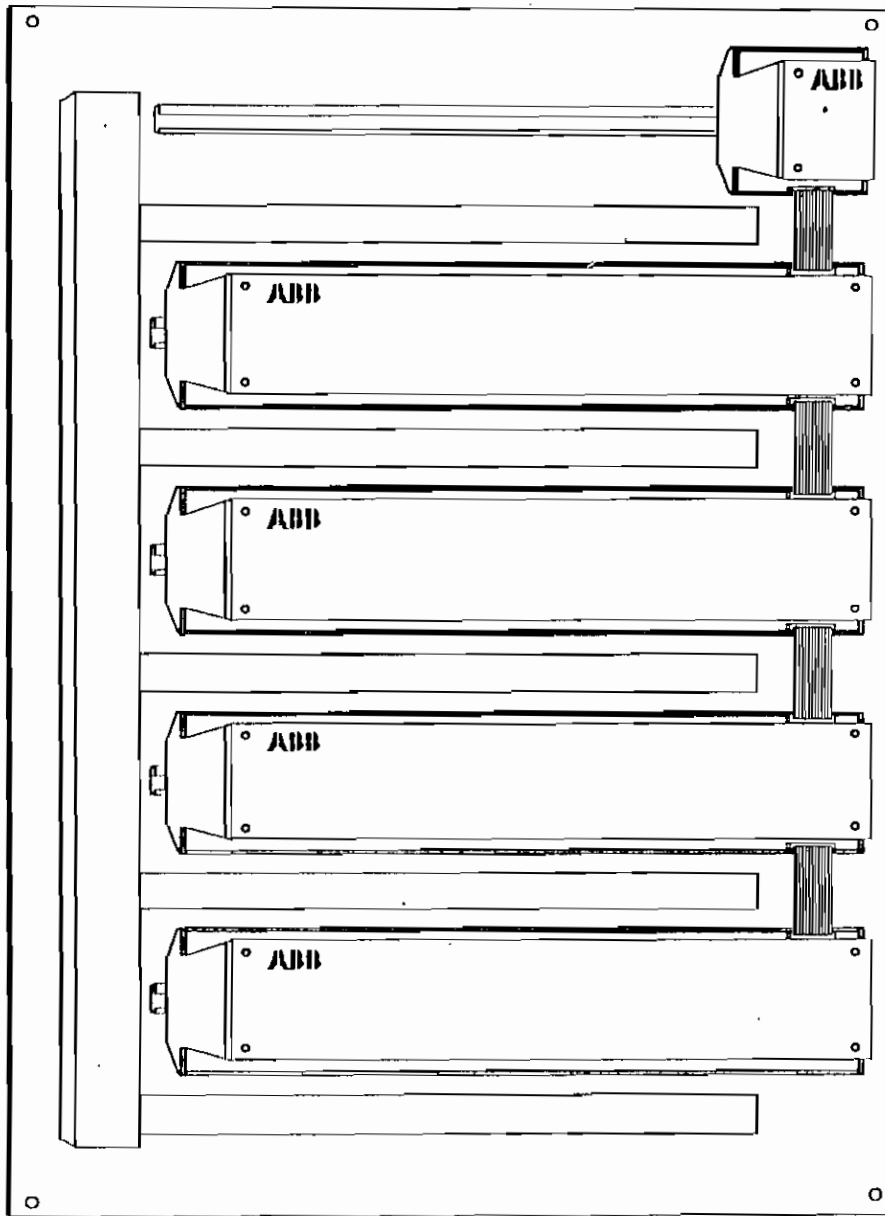
ABB Network Control GmbH
P.O. Box 1140, D-6802 Ladenburg
Germany
Telephone + 49 (6203) 711
Telefax + 49 (6203) 15731
Telëx 462 411 193 bb d

APENDICE VI



- + Configuration dependent on selected version
- Ⓢ alternatively usable
- ⌊ Option

Fig. 2 RTU 210 Configuration



Mounting Assembly

Fig. 1 Mechanical Design RTU 210, fully configured with 3 I/O modules

Technical Data

Binary Input 23BI60

Inputs:	16
Input signal level:	
Nominal voltage:	Level range:
24 VDC	+19.2V...+30.0V
48 VDC	+40.8V...+57.6V
60 VDC	+51.0V...+72.0V
110 VDC	+93.5V...+132.0V
Input current:	typically 5 mA / input
Status indicators:	1 LED for each input 1 LED (ST) for general error

Test Voltages

AC voltage test:	2.5 kV 50 Hz according to VDE 804, safe electrical separation
Surge voltage test:	5 kV; 1,2/50 according to IEC 255-4 (Class III)

Electromagnetic Compatibility

Fast transient test:	2 kV according to IEC 801-4 (Level 3)
----------------------	--

Analog Input 23AI60

Input Circuits

Inputs:	6, different inputs
Measuring range:	bipolar, unipolar +/- 2.5 mA, 0...2.5 mA +/- 5 mA, 0...5 mA +/- 10 mA, 0...10 mA +/- 20 mA, 0...20 mA +/- 1 VDC, 0...1 VDC +/- 10 VDC, 0...+10 VDC
Input resistance:	> 200 k Ω at 10 V
Continuous load without destruction:	100 mA
Load impedance:	50 Ω , 0.1 % all ranges
Resolution:	11 bit + sign = +/- 100 %
Allowable common-mode voltage:	+/- 10 V for measured values in nominal range (except for 10 VDC)
Accuracy class:	0.25 according to DIN 43782
Status indicators:	1 LED (ST) for general error

Electromagnetic Compatibility

Fast transient test:	1 kV according to IEC 801-4 (Level 2)
----------------------	--

Binary Output 23BO60

Outputs:	8 Relay contacts single pole, both sides connectable
Potential isolation:	yes

Continuous Operation Limit Values

Max. continuous operational voltage:	110 VDC + 20 %
Max. switchable power:	60 W
Max. switchable current (Resistance load):	0.4 A (at 110 VDC) 0.8 A (at 60 VDC) 2.5 A (at 24 VDC)
Max. switchable power at L/R = 30 ms:	40 VA (at 60 VDC)
Measuring range of the 1 out of n checking:	100 - 7000 Ω
Check circuits:	1 for each 23BO60 device (max. 3 devices)
Status indicators:	1 LED for each output 1 LED (ST) for general error 1 LED PST process status 1 LED (CO) command output active

Test Voltages

AC voltage test:	2.5 kV 50 Hz according to VDE 804, safe electrical separation
Surge voltage test:	5 kV; 1,2/50 according to IEC 255-4 (Class III)

Central Device 23CP60

- Microprocessor (VAP) 80C186
- Peripheral bus processor (PBP) 80C52
- RAM memory 64 kB (optional: 256 kB)
- EPROM memory 128 kB (optional: 256 kB)
- EEPROM memory 8 kB (optional: 32 kB)

System Description

S.P.I.D.E.R. RTU 210

Power Supply 23PU60

Input

Input: 19.2 ... 132 VDC
 Galvanic separation input/output: yes
 Power-on current: < 10 A (according to IEC57(CO)32)

Outputs

Output power: 15 W total

V23 Modem 23WT61

Designed according to CCITT V23 definitions
 Signals: RS 432
 Carrier modulation: FSK (frequency shift keying)
 Mode 1: 2-wire half-duplex (1200/1200 Baud)
 Mode 2: 4-wire full-duplex (1200/1200 Baud)
 Send level at 600 Ohm: -6dBm, -10dBm, -13dBm
 Receive level range: -43dBm to 0dBm
 -27dBm to 0dBm
 Input impedance: 600 Ω or >20 kΩ (set by jumpers)

Component Dimensions

23CM60: approx. 425x110x70 mm (W x H x D)
 23IO60: approx. 425x110x70 mm (W x H x D)
 23WT61: approx. 110x110x60 mm (W x H x D)

Wall Housings

Small Wall Housing

Dimensions: 600 x 600 x 350 mm (W x H x D)

Type of protection: IP55

Large Wall Housing

Dimensions: 800 x 1200 x 300 mm (W x H x D)

Type of protection: IP55

Environmental Conditions

According to definitions in DIN/IEC 57(CO)22 Class B4.

Temperature: 0 ... 55 °C
 Class B4

Relative humidity: Class F, according to DIN 40040

ABB Business Area Transmision Network Control

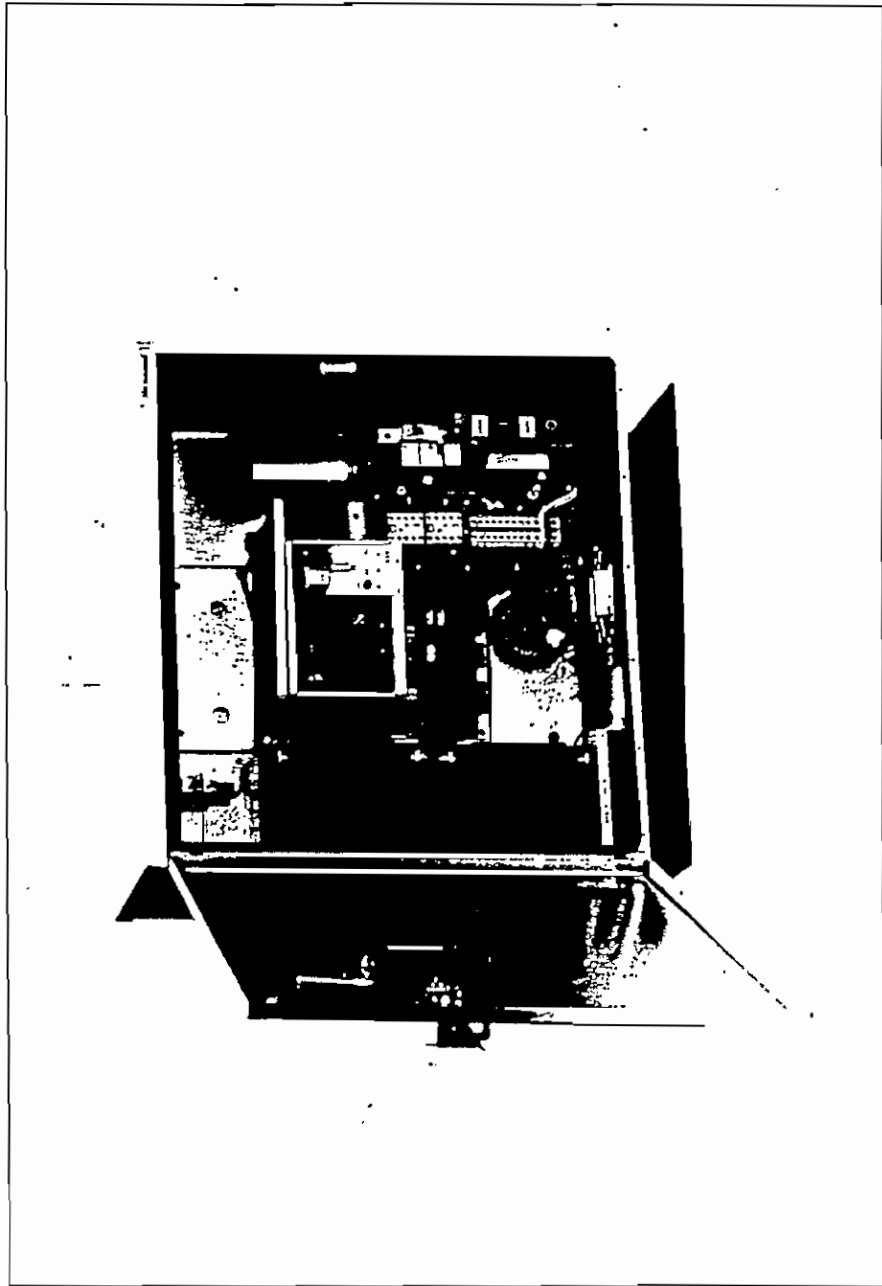
ABB Netzleittechnik GmbH
 Postfach 1140,
 D-6802 Ladenburg
 Telefon +49(6203)711
 Telefax +49(6203)15731
 Telex 462411193 bb d

ABB Network Control AB
 S-72169 Västerås
 Telephone +46(21)324000
 Telefax +46(21)187819
 Telex 40849 abb net s

ABB Netzleittechnik AG
 CH-5300 Turgi
 Telephone +41(56)299611
 Telefax +49(56)282670
 Telex 82829152 ab ch

APENDICE VII

Disconnecter Terminal Unit DTU



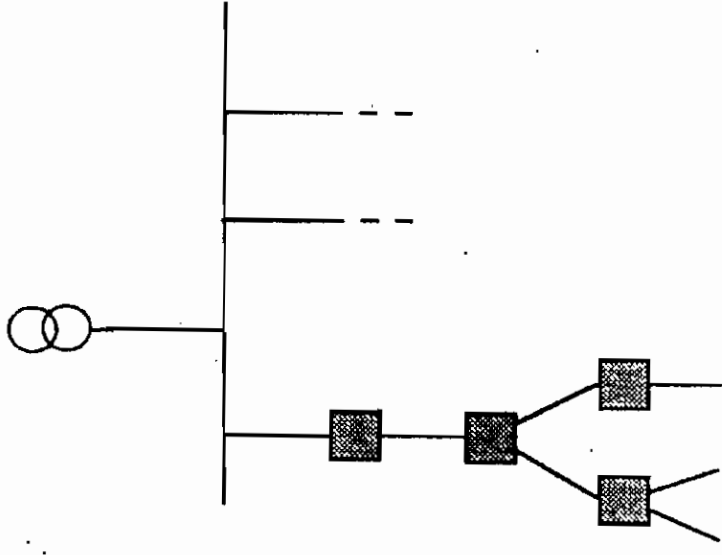
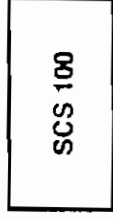
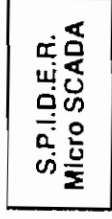
Disconnecter Terminal Units DTU1 & DTU4

DTU includes

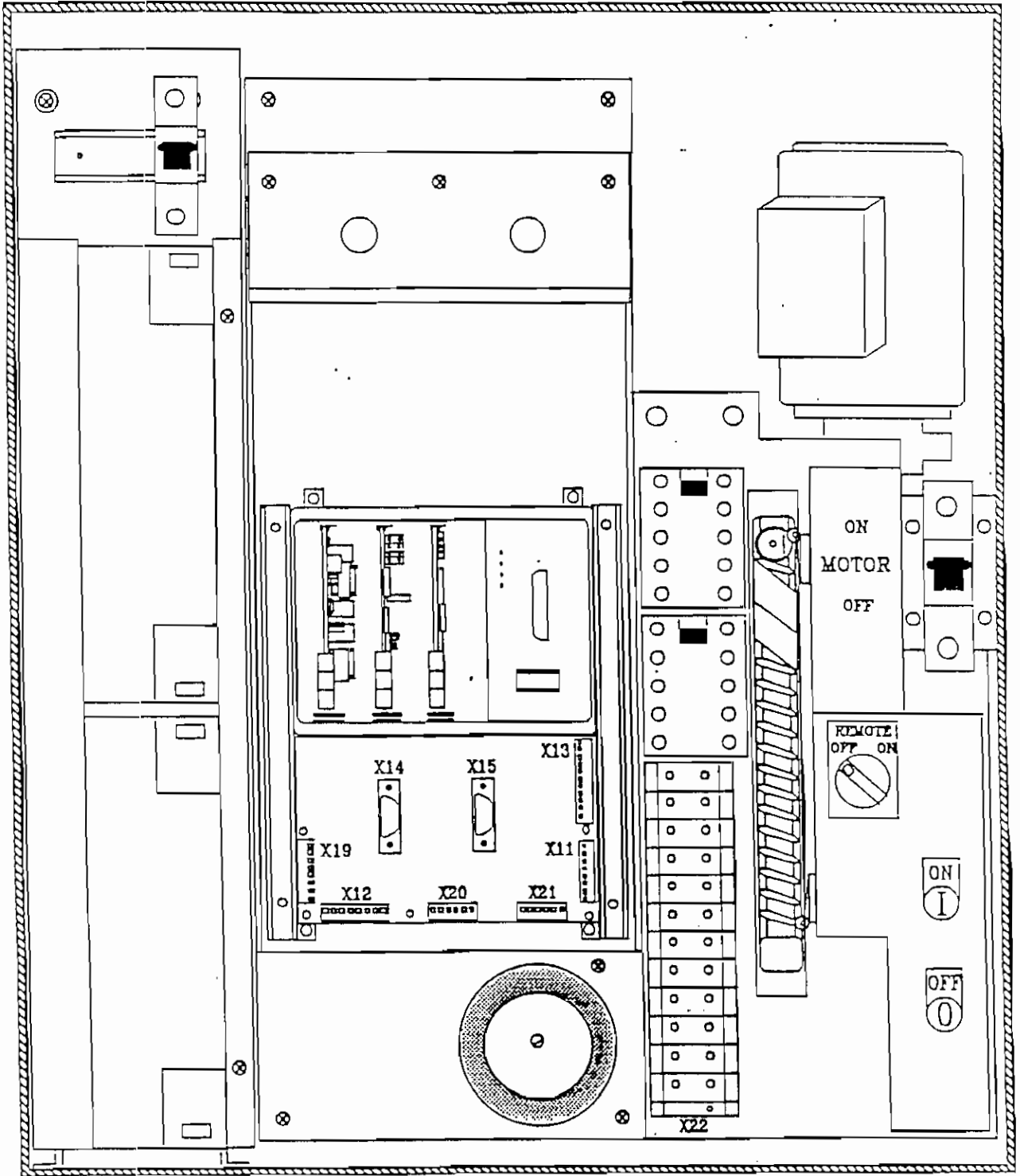
- position indication for the disconnector(s)
- motor controller for the disconnector(s)
- auxiliary supply system (independent operation 24 h)
- heating
- communication equipment

Option

- measurement of currents
- alarm level settings for overcurrent and earth fault



Disconnect Terminal Unit DTU



- | | | |
|-----|-----|----------------|
| X20 | 1,2 | GROUND |
| X20 | 4 | POWER SUPPLY N |
| X20 | 6 | POWER SUPPLY L |

ABB Network Control & Protection



Disconnecter Terminal Unit DTU

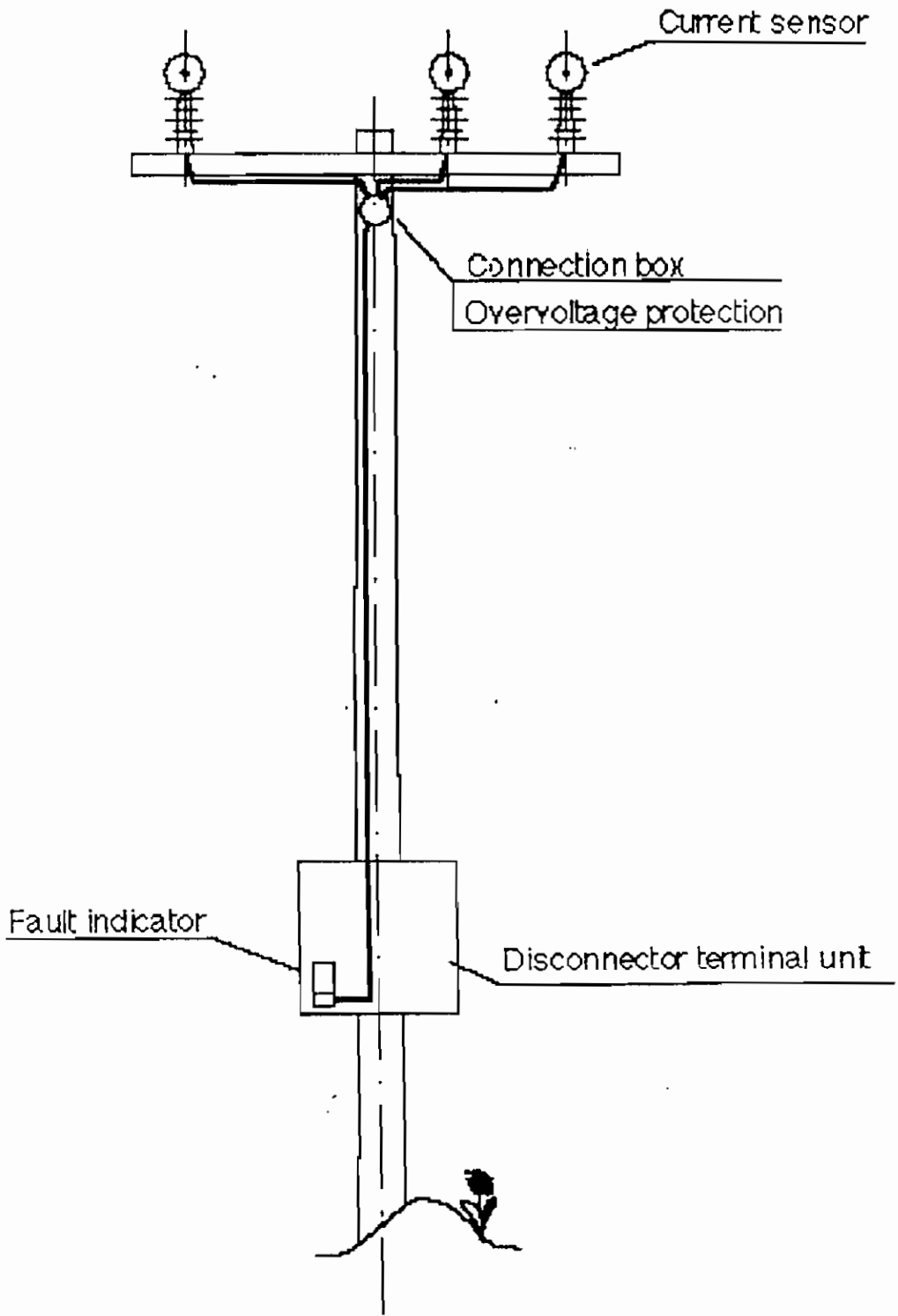


ABB Network Control & Protection



Fault Current Sensor KOHU 24A1

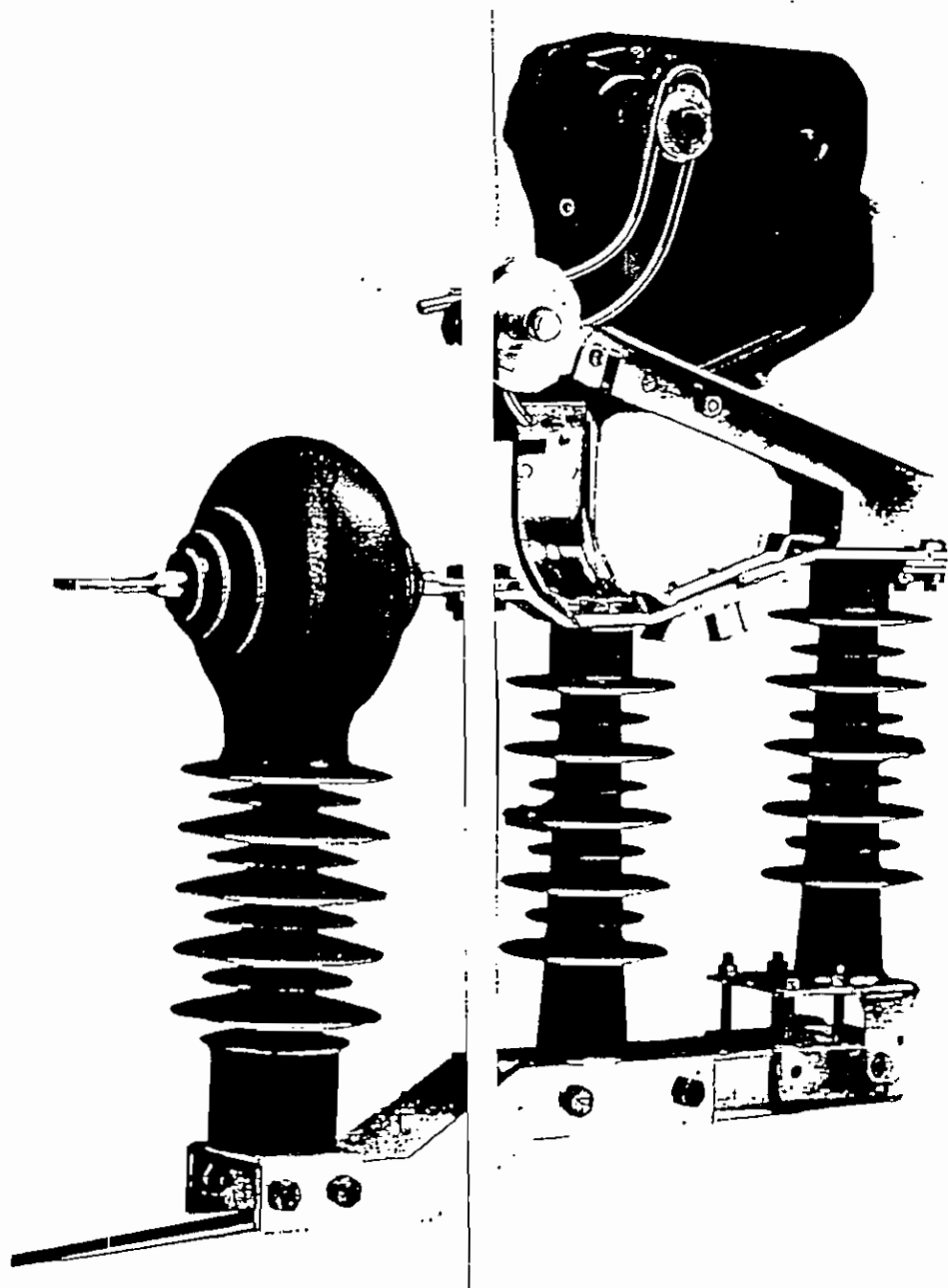


ABB Network Control & Protection

ABB

Fault Indicator

Sensor input

For three fault current sensors KOHU 24A1

Ratio 4000/1, Load current ≤ 600 A

Analog outputs

Current of phase L1 (0...600 A \rightarrow 0...5 V dc)

I_0 filtering -14 db at 150 Hz

Time constants: 1s for decreasing currents
(<5 ms for increasing currents)

Digital outputs

Overcurrent setting 80...800 A

Residual current setting 5...50 A

Potential free relay outputs max. 1 A / 50 V dc

Disconnecter Terminal Unit DTU

Auxiliary supply system

- main supply 230 V / 115 V 50/60 Hz
- battery alternatives 15 Ah (≥ 12 h)
38 Ah (≥ 24 h)
- temperatur compensated charging

Operating temperature $-40\dots+55^{\circ}$ C

Versions

- DTU 1 complete package for one disconnector
- DTU 4 for four disconnectors (separate motor drives)
- DTU 1S slave without radio

Disconnecter Terminal Unit DTU

Communication

Telephone line (leased or dial-up)

- V.21 standard (0 - 300 bps, FSK)
- V.23 standard (0 - 1200 bps, FSK)
- V.22 option dial-up (1200 bps, PSK)
- V.22 bis option dial-up (2400 bps, PSK)
- two and four wire connection

Packet radio

- frequency 400 - 520 MHZ
- transfer rate 9600 Bd
- output power 0 - 5 W
- measuring of input power -> control of output power

Normal radio telephone (via modem)

Protocols

- ANSI X 3.28
- RP 570