



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica – Eléctrica

MONITOREO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN TIEMPO REAL

Luis Abel Gómez Girón

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez

Guatemala, febrero de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MONITOREO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA EN TIEMPO REAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

LUIS ABEL GÓMEZ GIRÓN

ASESORADO POR EL INGENIERO GUSTAVO BENIGNO OROZCO
GODÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Ingrid Salomé Rodríguez García de Loukota
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
SECRETARIO	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MONITOREO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN TIEMPO REAL,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica - Eléctrica, el 22 de febrero de 2005.

Luis Abel Gómez Girón

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS, por conocerlo y ser mi mayor motivación en la vida, fuente de vida eterna y salvación del hombre. Tú que conoces lo más íntimo de mi ser, amigo inseparable e inefable. Hoy en público aprovecho en honrarte mi Rey, mi Dios, gracias por esta victoria, que no llena mi alma como tú, pero que da alegría a los seres que me aman, gracias por esta oportunidad en la que me permites honrar a mis padres y por esta alegría momentánea, te glorifico mi Señor y espero poder seguir compartiendo de ti en donde mis pies se coloquen, bendito y alabado seas, como está escrito, un día volverás y todo hombre te verá, ese día espero recibir en público los galardones que nos prometes, que son eternos. Gracias por todo SEÑOR.

MI ESPOSA, Paola Liseth Ramos Solares, por su amor, amistad, alegría y motivación, en mi vida diaria, por quien luchó día a día dando lo mejor de mi y por esto comparto esta victoria contigo mi amor, eres especial para mi, te amo.

MI HIJO, para motivación de su vida y ejemplo.

MIS PADRES, Eber Abel Gómez Mazariegos y Thelma Liliana Girón de Gómez, por su apoyo y amor. Creo que es un logro en equipo y una satisfacción, espero que se sientan honrados con este logro.

MI HERMANA, Glenda Liliana Gómez Girón, por su amistad y amor.

MI BISABUELO, Alejandro Girón Motta, que se encuentra en la presencia del Señor, por su amor.

MIS ABUELITOS, José Luis Gómez Vásquez y Victoria Mazariegos de Gómez, que se encuentran en la presencia del Señor, por sus oraciones y amor. Aurora Girón Dumas, por su amor y ternura a mi vida.

MIS TÍOS, Odily Gómez de Ríos, Víctor Hugo Escobar Azañón, María del Carmen Figueroa de Escobar, José Gustavo Girón Dumas que se encuentra en la presencia del Señor, Elvira Azañón, Joaquina Azañón, por su amistad y amor.

MIS PRIMOS, gracias por su cariño y amistad.

MIS AMIGOS, Juan Carlos Ovalle Villatoro, Marta de Ovalle, Allan Kenny Cifuentes Brincker, Ana María Brincker, Ericka Lima, Manuel García, Juan Carlos Ramos, Ericka López, Ligia Recinos, Pablo Ramos, Ivonne Pichardo, Eduardo Ola, Bil Rony López, Guillermo Kech, Ludwin Rodríguez, Boris Girón, Alan Sikahall, Mynor Celis, Angélica de Celis, Marcos Laguardia, Elisabeth de Laguardia, Julio González, Miguel Temaj, Lucía Temaj, Hugo López, por ser personas especiales en mi vida.

MIS SUEGROS, Carlos Estuardo Ramos Barrios y Karin Liseth de Ramos, por su amor, amistad y apoyo.

MIS HERMANOS DE LA CELULA ZONA 7, por sus oraciones, amor y apoyo.

USTED, con mucho aprecio y respeto.

AGRADECIMIENTOS A:

INGENIERO VICTOR HUGO ESCOBAR FIGUEROA, por su ejemplo como estudiante, profesional y amigo.

INGENIERO GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODÍNEZ, por su asesoría y respeto en el desarrollo del presente trabajo.

INGENIERO EDUARDO MOISÉS OLA GONZÁLEZ, por su asesoría y respeto en el desarrollo del presente trabajo.

INGENIERO SAÚL CABEZAS DURÁN, por su amistad y respeto en mi vida laboral.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, por permitirme adquirir los conocimientos dentro de sus aulas.

INGENIERO ENRIQUE CISNEROS, por brindarme su amistad, conocimientos y experiencia en campo.

LA EMPRESA SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA COMPUTARIZADA, por darme la oportunidad de tener el contacto directo con su personal que desarrolla tecnología para monitoreo de sistemas eléctricos.

INGENIERO GERARDO LAGUNA, por su orientación y explicación de los equipos que él diseña y fabrica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1 Conceptualización	1
1.2 Subestación típica de distribución	5
1.2.1 Arreglo de subestación en anillo	6
1.2.2 Subestaciones radiales	6
1.2.3 Subestaciones reductoras	7
1.3 Arreglo de la subestación	7
1.3.1 Disposición física de los equipos	10
1.3.2 Equipos y accesorios instalados en las subestaciones	10
2 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES	19
2.1 Relevadores	19
2.1.1 Atracción electromagnética	20
2.1.2 Relevadores de inducción electromagnética	20
2.1.3 Estado sólido	21
2.1.4 Contactores	22
2.1.5 Tiempos de operación	23
2.1.6 Nomenclatura	27
2.2 Sistemas de protección	29
2.2.1 Protección primaria	29
2.2.2 Protección secundaria (respaldo)	30
2.2.3 Protección de distancia	31
2.2.4 Protección remota	32

2.3	Cualidades importantes de una protección	34
2.4	Protección de circuitos de distribución eléctrica	35
3	SISTEMA DE MEDICIÓN	47
3.1	Magnitudes importantes a medir en una subestación	47
3.2	Equipos de medición	49
3.2.1	Amperímetros	49
3.2.2	Voltímetros	50
3.2.3	Medidores de factor de potencia	51
3.2.4	Frecuencímetros	51
3.2.5	Vatímetros	52
3.2.6	Varímetro	54
3.2.7	Vathorímetro	55
3.2.8	Varhorímetros	56
3.3	Sistemas de medición	57
3.4	Medición en la subestación	58
3.5	Comparativa entre medidores y transductores	59
3.6	Multimedidores	65
4	SISTEMA DE CONTROL Y ALARMAS	71
4.1	Formas de control	71
4.1.1	Control local	72
4.1.2	Control remoto	72
4.2	Dispositivos y elementos utilizados en sistemas	73
4.2.1	Elementos de mando	73
4.2.2	Dispositivos de control automático	73
4.2.3	Dispositivos de alarma	74
4.2.4	Dispositivos de protección	74
4.2.5	Dispositivos de medición	74
4.2.6	Aparato registrador	75
4.2.7	Dispositivos de mando y señalización	75
4.2.8	Cables de control	76
4.3	Características de los elementos de control	79

4.4	Cuadro de alarmas y registrador de eventos	81
4.4.1	Generalidades del cuadro de alarmas y registrador de eventos	82
4.4.2	Módulos del cuadro de alarmas y registrador de eventos	88
4.4.2.1	Módulo Microprocesado	89
4.4.2.2	Módulo de Entradas	89
4.4.2.3	Módulo de Interfaz para Pantalla y botonera	91
4.4.2.4	Panel de control	91
4.4.2.5	Módulo de LED's para señalización	92
4.4.2.6	Módulo con fuente de poder	92
4.4.3	Gabinete	94
4.4.4	Convertidor RS-232 a RS-485	95
4.4.5	Requerimientos de equipo	96
4.4.6	Interruptores y puentes de configuración	98
4.4.7	La alimentación del equipo	98
4.4.8	Arranque del cuadro de alarmas	100
4.4.9	Prueba rápida	103
4.4.10	Simulación de una Alarma	104
4.4.11	Despliegue de Información	105
4.4.12	Impresión de los eventos registrados	109
4.4.13	Despliegue de los últimos eventos registrados	110
4.4.14	Sincronización de fecha y hora	110
4.4.15	Configuración	115
4.4.15.1	Número de identificación	115
4.4.15.2	Lógica de disparo para las entradas	117
4.4.15.3	Puerto de comunicación	119
4.4.15.4	Etiquetas para puntos de monitoreo	120
4.4.15.5	Habilitación de entradas	124
4.4.15.6	Modo de impresión automático	126
4.4.15.7	Borrado de flash	128
4.4.15.8	Cambio de hora	131
4.4.15.9	Cambio de fecha	132
4.4.16	Instalación	133
4.4.16.1	Consideraciones para el montaje	133
4.4.16.2	Espacio y orientación	135

4.4.16.3	Consideraciones de distanciamiento	136
4.4.16.4	Dimensiones para montaje	137
4.4.17	Cableado	137
4.4.17.1	La alimentación	137
4.4.17.2	Entradas	138
4.4.17.2.1	Contacto seco	141
4.4.17.2.2	Terminales de alimentación	141
4.4.17.2.3	Ejemplos de cableado para las entradas	144
4.4.17.2.4	Interfaz RS-232	145
4.4.17.2.5	Interfaz RS-485	146
4.4.17.2.6	Cableado de un cuadro	147
4.4.17.2.7	Cableado de una red de cuadros a una computadora	148
4.4.17.2.8	Conexión del convertidor RS-232 a RS-485	149
4.4.18	Mantenimiento	150
4.4.18.1	Verificación	151
4.4.18.2	Diagnóstico y detección de problemas	152
4.4.18.3	Fusibles	154
4.4.19	Especificaciones generales	156
4.4.20	Especificaciones para entradas	157
4.4.21	Especificaciones para salidas	158
4.4.22	Especificaciones para transmisión	158
5	MONITOREO INTEGRADO	161
5.1	Telecontrol	164
5.1.1	Estructura de las redes de comunicaciones de los sistemas de telecontrol de redes eléctricas	166
5.1.2	Arquitectura y Protocolos Tradicionales	167
5.1.3	Tendencias de Cambio	168
5.1.4	Arquitecturas y Protocolos Nuevos	173
5.1.4.1	Estimador de Estado	186
5.1.4.2	Análisis de Seguridad	190
5.1.4.3	Otras Funciones de un Centro de Control	194

5.1.4.3.1	Componentes de un centro de control	197
5.1.4.3.1.1	Subsistema de ordenadores	198
5.1.4.3.1.2	Subsistema de <i>software</i>	204
5.1.4.3.1.2.1	Adquisición de datos	205
5.1.4.3.1.2.2	Base de datos	206
5.1.4.3.1.2.3	Diálogo hombre-máquina (MMI)	207
5.1.4.3.1.2.4	Control automático de la generación (AGC)	207
5.1.4.3.1.2.5	Subsistema hombre-máquina	208
5.1.4.3.1.3	Unidad de transmisión remota (RTU)	216
5.1.4.3.1.3.1	Componentes de una unidad de transmisión remota (RTU)	219
5.1.4.3.1.3.1.1	Subsistema de comunicación	220
5.1.4.3.1.3.1.2	Subsistema lógico	222
5.1.4.3.1.3.1.3	Subsistema de conexión	223
5.1.4.3.1.3.1.4	Subsistema test/MMI	226
5.1.4.3.1.3.1.5	Fuente de alimentación	227
5.1.4.3.1.4	Sistemas de comunicación	227
5.1.4.3.1.4.1	Protocolos	235
5.1.4.3.1.4.2	Medios de comunicación	245
5.1.4.3.1.4.2.1	Par trenzado	248
5.1.4.3.1.4.2.2	Cable coaxial	248
5.1.4.3.1.4.2.3	Equipos de onda portadora	249
5.1.4.3.1.4.2.4	Fibra óptica	250
5.1.4.3.1.4.2.5	Radio frecuencia	252

5.1.4.3.1.4.2.6	Satélite de comunicación	253
5.2	<i>Software</i> propietario de ajustes	254
5.2.1	Acceso al sistema	258
5.2.2	Menú principal	260
5.3	Apuntes DNP (Distributed Network Protocol, Protocolo de Redes Distribuidas)	291
5.3.1	Estándares de comunicación	292
5.3.2	¿Qué Protocolo de red de equipos inteligentes usar?	292
5.3.3	El modelo OSI	293
5.3.4	DNP v3.0 ¿Por qué sólo tres capas?	294
5.3.5	Modelo de protocolos propietarios	295
5.3.6	Esquema de DNP versión 3.0 basado en el modelo OSI	296
5.3.7	Las capas del modelo DNP3	298
5.3.8	Descripción formal de las Tramas DNP3	304
5.3.8.1	Nivel físico	304
5.3.8.2	Nivel de enlace	305
5.3.8.3	Nivel de transporte	309
5.3.8.4	Nivel de aplicación	310
5.3.8.5	Ejemplo	317
5.4	Esquema de telecontrol típico	329
	CONCLUSIONES	333
	RECOMENDACIONES	335
	BIBLIOGRAFÍA	337

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Diagrama típico de un sistema eléctrico	2
2	Arreglo de subestaciones en anillo	6
3	Arreglo de subestaciones en forma radial	6
4	Esquema de subestación reductora	7
5	Esquema de barra radial	9
6	Vistas de una subestación tipo distribución	10
7	Vista de elevación lateral de subestación con equipos y accesorios instalados	11
8	Vista de planta de una subestación simple con equipos y accesorios de 13.8 kv	15
9	Subestación doble con agregado diagramas unifilares básicos: área de maniobra en 69 kv	17
10	Contacto tipo "a"	22
11	Contacto tipo "b"	22
12	Contacto tipo "aa"	23
13	Contacto tipo "bb"	23
14	Característica tiempo-corriente	24
15	Esquema relevador diferencial	26
16	Falla con protección de distancia	31
17	Análisis de protecciones con falla de interruptores	33
18	Ramales en un circuito de distribución	35
19	Funcionamiento de un seccionador	41
20	Diagrama unifilar para analizar y curvas del restaurador	43

	montadas en las curvas de fusibles	
21	Vatímetro monofásico	53
22	Vatímetro trifásico (3 hilos)	53
23	Vatímetro trifásico (4 hilos)	54
24	Vathorímetro monofásico	56
25	Esquemas de clases de transductores	59
26	Transductor avanzado de energía	60
27	Transductor de potencia para una fase	61
28	Transductor de potencia de fase partida	62
29	Transductor de potencia para tres fases	63
30	Transductor de voltaje a corriente	64
31	Multimedidor con transductor incorporado, con puerto de comunicación	68
32	Esquema posible de multimedidores en cascada	68
33	Cableado dentro de un gabinete de un relevador de protección	76
34	Cableado dentro de un gabinete de cuadro de alarmas y RTU	77
35	Cableado dentro de un gabinete de los transductores y relés	77
36	Relevadores de protección instalados en un tablero de control	78
37	Control de bahía de subestación con mímico digital	78
38	Equipo de comunicación e interfase local hombre-máquina	78
39	Tableros de control con equipos montados	79
40	Vista del cuadro REDSAD	83
41	Vista de las conexiones que posee el cuadro de alarmas	87
42	Localización del DIP switch DSW1 en tarjetas de entradas	90
43	Panel de control	91
44	Vista de las conexiones del equipo y breve descripción	94
45	Conexión daisy chain	96
46	Terminales de alimentación	99
47	Carátula de la botonera	101

48	Conexión de entradas	104
49	Conectores en la parte posterior	136
50	Dimensiones para montaje	137
51	Vista posterior del cuadro de alarmas	139
52	Terminales para la alimentación y contacto de alarma	142
53	Conexiones para fuente de respaldo	143
54	Conexiones para banco de baterías	144
55	Cableado para entradas de 125 vcd	144
56	Cableado para entradas de 127 vca	145
57	Cable módem nulo	145
58	Distribución de hilos en conector RJ-11	147
59	Conexión de un cuadro por RS-485	148
60	Conexión de varios cuadros por RS-485	149
61	Convertidor RS-232 a RS-485	150
62	Fusibles en la tarjeta de la fuente de poder	155
63	Estructura jerárquica de las redes de comunicaciones de los sistemas de telecontrol de redes eléctricas	166
64	Posible estructura de un sistema de control	177
65	Configuración típica de un sistema de control	179
66	Lógica de funcionamiento del estimador de estado	188
67	Posibles estados del sistema de control	194
68	Esquema general de las funciones de un centro de control	195
69	Componentes de un ordenador	199
70	Estructura dual del subsistema de ordenadores	200
71	Estructuras duales front-end ordenador	201
72	Configuración front-end ordenador completa	202
73	Estructura del subsistema de ordenador basado en LAN	203
74	Estructura del subsistema de ordenadores con multiprocesadores	204

75	Pirámide de pantallas en un módulo MMI	211
76	Pantalla de estados	211
77	Pantalla de medidas	212
78	Diagrama unifilar de una subestación	212
79	Pantalla de mandos	213
80	Configuración típica de subsistema MMI dual	214
81	Subsistema MMI con pantalla totalmente gráfica	215
82	Componentes básicos de una RTU	220
83	Subsistema de conexión de una RTU	224
84	Configuración punto a punto	228
85	Configuración múltiple punto a punto	229
86	Configuración línea compartida	230
87	Configuración en anillo multipunto	231
88	Canal doble duplex o semiduplex	233
89	Formato de un mensaje asíncrono típico	238
90	Estructura del mensaje de adquisición de datos	238
91	Secuencia de mensajes para el control de dispositivos en la remota	239
92	Modelo de referencia OSI	243
93	Transmisión de datos en el modelo de referencia OSI	244
94	Contraseña del sistema	258
95	Entrar al programa	259
96	Pantalla de presentación y acceso correcto	259
97	Menú principal	260
98	Sub-menú especialmente utilizados para facturación	261
99	Sub-menú para control de usuarios que han tenido acceso al sistema	262
100	Ícono del menú principal para opción de subestaciones	262
101	Menú que se despliega en opción subestaciones	263

102	Cuadro de clave de acceso	263
103	Insertar subestación nueva	264
104	Cuadro de ingreso de clave de acceso para modificar subestación	264
105	Ventana de edición de nombre de la subestación	265
106	Cuadro para ingresar clave para eliminar subestación	265
107	Opción de distribución de subestaciones ubicada en el menú principal	266
108	Menú que se despliega en opción distribución de subestaciones	267
109	Cuadro para insertar un nodo	267
110	Cuadro para insertar un nodo hermano	268
111	Explicación de los íconos de menú distribución de subestación	268
112	Cuadro para introducir clave de usuario para eliminar nodo	269
113	Opción de mímicos ubicada en el menú principal	269
114	Cuadro de distribución de una subestación ya existente	270
115	Clave de usuario para editar nodo	271
116	Cuadro de edición de mímico	271
117	Cuadro de patrón de relleno	272
118	Visualizador de imágenes	273
119	Menú para cargar archivo de mapa de bits	274
120	Visualizador de imágenes con un ejemplo	274
121	Ventana del gráfico para variarlo de tamaño	276
122	Cuadro de configuración de la gráfica	277
123	Ventana de mediciones	278
124	Cuadro de configuración de puntos y equipo	279
125	Cuadro de configuración de puntos y equipo un ejemplo	279
126	Opción de monitoreo ubicada en el menú principal	280
127	Cuadro de monitoreo principal	281

128	Opción de equipos por subestación ubicada en menú principal	282
129	Visualización de los equipos <i>Redsad</i> conectados para monitorear	282
130	Visualización de los equipos <i>Kronos</i> conectados para monitorear	284
131	Opción de datos ubicada en menú principal	284
132	Cuadro de datos de equipos y puntos	285
133	Opción de alarmas ubicada en menú principal	286
134	Opción de mediciones ubicada en menú principal	286
135	Opción de estadísticas ubicada en menú principal	287
136	Opción de comunicaciones ubicada en menú principal	289
137	Opción de salir ubicada en menú principal	290
138	Representación gráfica de protocolos propietarios	295
139	Esquema de DNP versión 3.0 basado en modelo OSI	296
140	Dispositivos unidad maestra y unidad terminal remota	298
141	Ejemplo de una operación sobre una RTU	298
142	Esquemmatizando operación con los niveles DNP3	299
143	Esquemmatizando la comunicación descendente	299
144	Cómo interpreta el pseudotransporte la comunicación con la remota	300
145	Nivel físico recibe la cápsula NED	302
146	Gráfica de nivel de enlace	305
147	Esquema del <i>byte</i> de control	306
148	Nivel de transporte	309
149	Nivel de aplicación	312
150	Objeto	316
151	Esquema propuesto para ejemplo	317
152	Trama de aplicación que realiza la operación de cierre de relevador	318

153	Cabecera objeto	318
154	Estructura de datos	320
155	Estructura de datos con campos llenos	320
156	Ejemplo de trama de aplicación	321
157	Cabecera de transporte TH	322
158	Nivel de enlace	323
159	Cabecera del FT3	323
160	Trama del nivel de enlace de datos	323
161	Mensaje del nivel de pseudotransporte	324
162	Respuesta	326
163	Mensaje de pseudotransporte	327
164	Trama de aplicación	327
165	Estructura del objeto	328
166	Esquema real típico de un telecontrol	329

TABLAS

I	Norma ANSI nomenclatura de relevadores	28
II	Medición de acuerdo al sistema eléctrico	48
III	Codificación de los números para tarjetas de entrada	90
IV	Asignación de fábrica para entradas	140
V	Color para cada uno de los hilos del bus RS-485	146
VI	Estado de la fuente	153
VII	Posibilidades para un entrada	154
VIII	Características resultantes para un canal de comunicación de calidad telefónica y ancho de banda aproximado de 3000hz	247
IX	Niveles del modelo OSI	294
X	Código de función	308

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Amperios, medida de la corriente eléctrica
Nema	Asociación nacional de manufactura eléctrica
RTU	Unidad de transmisión remota
CT's	Transformadores de corriente
RS-485	Estándar que permite la comunicación entre un PC y varios dispositivos.
RS-232	Especifica la distribución y significado de las diferentes puntas del conector que se utiliza en los terminales asíncronos. En otras palabras, es la interfaz entre el ordenador y el módem.
EMS	Sistema de gestión de energía
ISO	Organización Internacional de estándares
OSI	Sistema de interconexión abierto
DNP	Protocolo de red distribuido
ANSI	Instituto nacional Estadounidense de estándares
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos
TCP/IP	Protocolo de control de transmisión/protocolo de Internet
DSM	Administración de la demanda
LED	Diodo emisor de luz
VSAT	Terminal de muy pequeña apertura
SDH	Jerarquía digital síncrona

ATM	Modo de transferencia asíncrono
CRC	Cómputo de redundancia cíclica
MMI	Interfaz hombre máquina
SOE	Secuencia de eventos
CPU	Unidad central de procesamiento
CRT	Tubo de rayos catódicos
EPA	Arquitectura de rendimiento mejorado
DSM	Administración de demanda
EHF	Alta frecuencia extrema
HF	Alta frecuencia
VHF	Muy alta frecuencia

RESUMEN

Es conveniente estudiar con profundidad cómo se comporta un sistema eléctrico en su funcionamiento real, caminando siempre de la mano de la teoría eléctrica, que es la base donde nace la realidad actual del funcionamiento de los sistemas eléctricos.

Es importante resaltar la utilización de las computadoras personales en los monitoreos en tiempo real; inmerso se encuentra el diseño asistido por computadora (Computer aided design CAD), el cual es desarrollado principalmente para especialidades como la ingeniería mecánica, la arquitectura, y la ingeniería eléctrica. Para analizar y planear hoy en día redes eléctricas, crecientemente complejas, requiere de herramientas de diseño asistido por computadores. Las computadoras facilitan de una forma interactiva a través de menús, con lo cual se consigue interfaces amigables hombre-máquina, lo que da como resultado un incremento de la productividad y facilidad de la administración de sistemas eléctricos, en este caso, de distribución eléctrica.

Lo que se quiere con toda esta implementación de *software* y *hardware* en los sistemas de distribución eléctrica, es que pueda ser operado y controlado remotamente, coordinando el uso de sus distintos elementos en tiempo real.

OBJETIVOS

- **General**

Realizar un estudio de monitoreo de sistemas de distribución eléctrica en tiempo real, aplicado a un sistema eléctrico de distribución.

- **Específicos**

1. Modelar una subestación eléctrica de distribución típica, tanto en su arreglo y disposición física de los equipos que intervienen en ella.
2. Explicar el sistema de protección, medición y control, interconexión de comunicación, ajuste remoto y registro de eventos.
3. Definir interfaz hombre-máquina, módulo de comunicación, elaboración de unifilares, *software* propietario de ajustes, alarmas, eventos y control.
4. Aclarar los conceptos inmersos en el tema como: variables digitales, variables analógicas, mandos de control, alarmas de los sistemas digitales, registro de eventos digitales, alarmas de los sistemas analógicos y registro de eventos analógicos.
5. Informar sobre: cuchillas de línea, cuchillas de tierra, cuchillas de bus, control de interruptor, la comunicación con protocolo DNP 3.0.

INTRODUCCIÓN

La importancia que tiene un sistema que se pueda monitorear en tiempo real, es muy interesante y muy relevante. Con frecuencia ignoramos su existencia, aunque está omnipresente en nuestra vida en cada momento, existen ejemplos claros en los que intervienen y ayudan como: volar los aviones, en los sistemas de trenes, equipos electrónicos, aspiradoras, en los teléfonos móviles, pues sirven para gestionar miles de llamadas telefónicas en centrales digitales, etc. Los sistemas de computación ya se encuentran inmersos en prácticamente todas las actividades humanas. En particular, los sistemas de tiempo real están presentes en tareas cada vez más complejas y donde un error puede conducir a situaciones catastróficas (incluso con peligro para vidas humanas). Los sistemas de tiempo real son aquellos que no sólo tienen que producir resultados correctos, sino que tienen que realizarlos en un momento determinado. La corrección del sistema depende del resultado del cómputo y del momento en que los resultados se producen. También podemos pensarlos como sistemas cuyo comportamiento está dado no sólo por la sucesión de acciones que realizan, sino por el tiempo de ejecución y el momento en que las mismas se realizan.

Únicamente profundizaremos en sistemas de distribución eléctrica, como tema central. Aplicando un sistema de monitoreo en tiempo real en sistemas de distribución eléctrica se garantiza: el suministro de energía eléctrica, servicio ininterrumpido, también sirve para asegurar la calidad y la seguridad, aunque también existe en generación y transmisión eléctrica; pero nos enfocaremos en distribución.

En el presente estudio, se quiere definir los parámetros que intervienen en un monitoreo en tiempo real, exclusivamente de un sistema eléctrico de distribución. El control es uno bien importante, que se efectúa dentro de intervalos de tiempo bien definidos, con el objeto de que el estado del sistema controlado, que tiene su dinámica propia, no evolucione hacia valores incorrectos o indeseables. No basta sólo el funcionamiento del sistema de control correcto desde el punto de vista lógico, es decir, que el cálculo de las salidas del sistema a partir de sus entradas y de su estado interno sea correcto, sino que además debe ser correcto desde un punto de vista temporal. De nada sirve realizar la acción, si se hace demasiado tarde o demasiado pronto. Por esto es de suma importancia el tiempo en que se ejecutan las acciones del sistema, ésta característica es la que hace diferente este tipo de sistemas de otros. Estos sistemas tienen aspectos en común: primero tienen contacto con el mundo físico a través de sensores mediante los cuales recogen datos y actuadores con los que se envía la información procesada para la manipulación de éstos.

En las subestaciones de distribución eléctrica se deben respetar los tiempos de disparo de los interruptores de potencia, antes que una falla destruya el sistema eléctrico o se quede sin energía una zona; es por eso que se necesita un sistema de monitoreo y control ubicado especialmente para supervisar y controlar en tiempo real, el sistema de distribución eléctrica.

1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Conceptualización

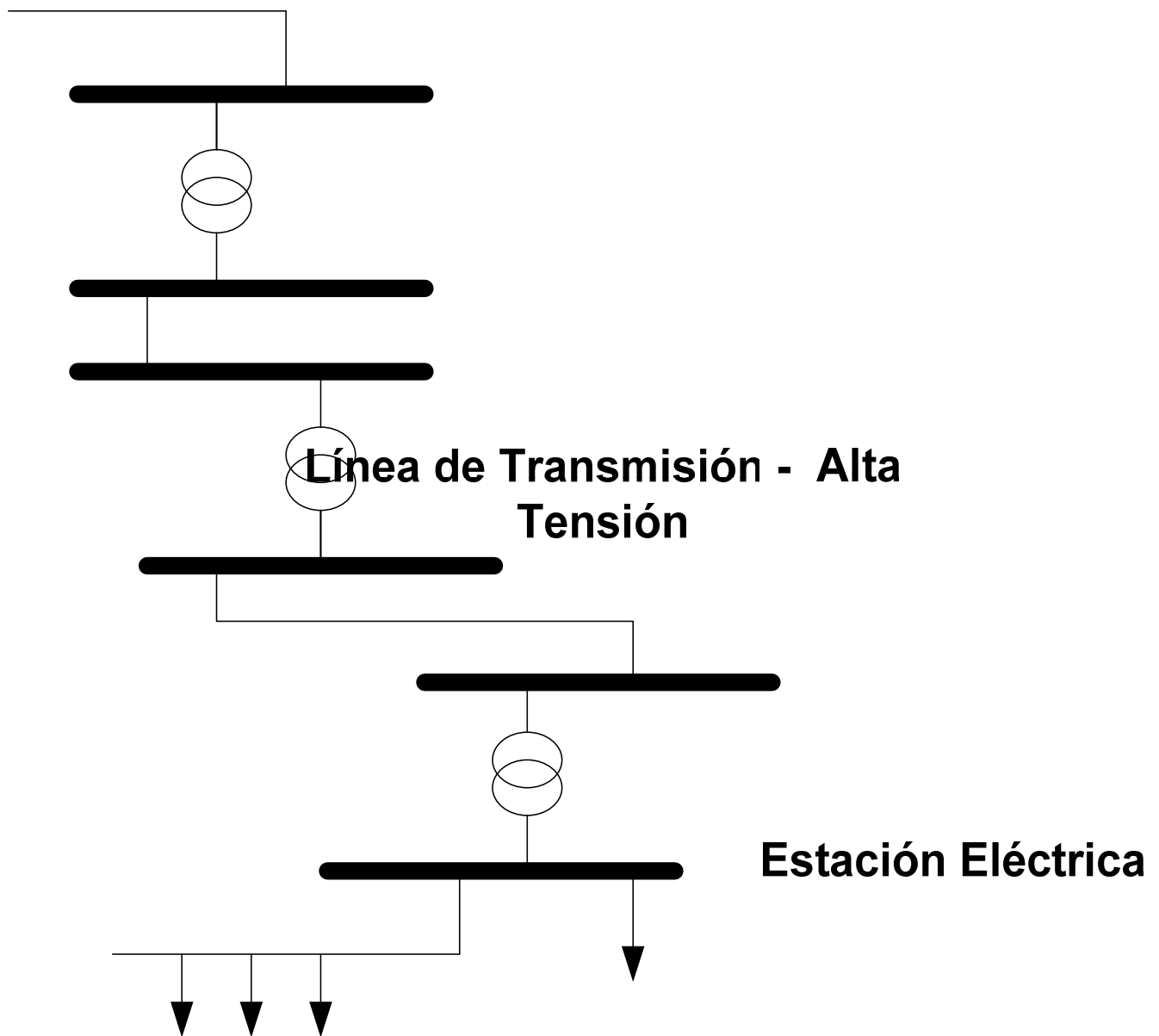
La energía eléctrica se entrega a los usuarios mediante líneas desde centros de distribución. La distribución de energía, como actualmente se desarrolla, generalmente parte de la alta tensión con líneas de transmisión estas llegan a estaciones eléctricas donde arrancan las líneas de subtransmisión que llevan la energía a las subestaciones de distribución.

Cada subestación de distribución alimenta a través de líneas de distribución (alimentadores primarios) a los centros de carga, y de estos parte la distribución a los usuarios. En las estaciones eléctricas de alta tensión, en las subestaciones de distribución, y en los centros de carga se realizan transformaciones entre la tensión superior y la inferior.

Las líneas de subtransmisión frecuentemente están en proximidad de zonas urbanas, y se meten en ellas. Pueden ser líneas aéreas o cables subterráneos. Pensando en el desarrollo futuro frecuentemente las líneas aéreas son de diseño doble terna. A veces el espacio ocupado por una vieja línea debe ser aprovechado por una nueva con mayor capacidad de transporte (mayor calibre ó mayor tensión).

El esquema siguiente es sobre estructura de transporte de energía.

Figura 1 Diagrama típico de un sistema eléctrico



Las subestaciones de distribución frecuentemente deben realizarse con importantes limitaciones de espacio, y entonces esta es la condicionante base de diseño. Debe buscarse soluciones compactas, con esquemas modernos, aprovechando equipos más confiables y que ocupen menos espacio.

Las subestaciones de distribución generalmente están en el centro de la zona que atienden. Al estar en el centro de una zona de carga, el espacio es valioso por lo que debe ser bien aprovechado, muchas veces este espacio es preexistente y ya no puede ser ampliado.

A veces es necesario llevar las subestaciones de distribución a las afueras de la zona que se debe atender, para que esto sea posible el área que se debe cubrir no puede ser muy grande.

Las ciudades pequeñas pueden ser atendidas fácilmente con las subestaciones de distribución en su periferia, lógicamente el crecimiento de la zona urbana lleva a que más tarde la subestación de distribución quede integrada en el área de la ciudad. En las ciudades grandes ya desde el principio las subestaciones de distribución se encuentran dentro de la zona urbana.

La ubicación de la subestación fija el tamaño de la zona que debe alimentar, los alimentadores primarios deben llegar hasta los límites del área servida. Según sea la carga del alimentador y sus características podrá ser más o menos larga y esto fija el área que se puede cubrir.

El área que se debe cubrir se caracteriza por tener cierta densidad de carga (potencia/superficie), pensando que esta área tiene cierto radio (longitud) queda determinada la potencia (tamaño) de la subestación.

Desde la subestación de distribución se irradian los alimentadores primarios, su cantidad puede ser mayor o menor, pero cada uno de ellos debe atender en condiciones técnicas aceptables el área que le corresponde.

Las redes de distribución presentan características muy particulares, que las diferencian de las de transmisión. Entre éstas se distinguen:

- Topologías radiales
- Razón R/X alta (líneas de resistencia comparables a la reactancia)
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- Estructura lateral compleja
- Carga de distinta naturaleza
- Líneas sin transposiciones
- Cargas distribuidas

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace sólo de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación, que es el centro de nuestro interés, se reduce la tensión del nivel de alta tensión al de media tensión.

Los sistemas de distribución pueden clasificarse de diversas formas:

- Según la carga: alumbrado público, industrial, comercial, residencial.
- Según la corriente: continua y alterna
- Según la tensión: distribución primaria y distribución secundaria.
- Según su topología: radial, anillo y enmallada.
- Según el número de conductores: bifilar, trifilar, a cuatro hilos, etc.
- Según el tipo de instalación: aérea ó subterránea.

En todo sistema de distribución suelen encontrarse los siguientes elementos: alimentadores, transformadores, líneas y cables, capacitores o condensadores y equipos de protección. Lo mencionado anteriormente, son componentes mínimos, los cuales pueden incrementarse o variarse de acuerdo a una determinada necesidad o realidad.

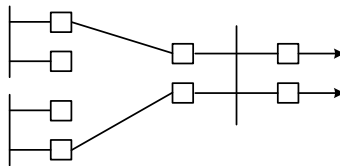
1.2 Subestación típica de distribución

La subestaciones encontradas en sistemas de distribución son: en anillo, radiales y reductoras, como veremos en las siguientes descripciones y esquemas para comprender de una mejor forma.

1.2.1 Arreglo de subestación en anillo

Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

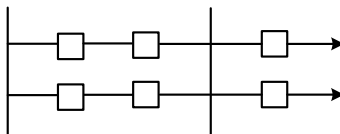
Figura 2 Arreglo de subestaciones en anillo



1.2.2 Subestaciones radiales

Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras, se denomina radial.

Figura 3 Arreglo de subestaciones en forma radial



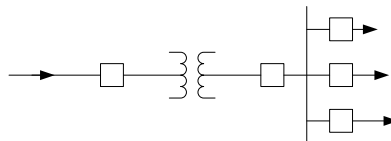
1.2.3 Subestaciones reductoras

En estas subestaciones, los niveles de voltaje de subtransmisión se reducen a distribución o eventualmente a utilización.

Estas son subestaciones que se encuentran en las redes de subtransmisión o distribución, y constituyen el mayor número de subestaciones existentes.

Podemos decir que son las típicas de distribución.

Figura 4 Esquema de subestación reductora



1.3 Arreglo de la subestación

Las subestaciones eléctricas de distribución se diseñan también para tener, en la medida de lo posible, una máxima confiabilidad y flexibilidad de operación. La facilidad para switchear o desconectar equipo y sacarlo de servicio para salidas programadas o no programadas, manteniéndolo en operación, es esencial para la operación confiable de los sistemas.

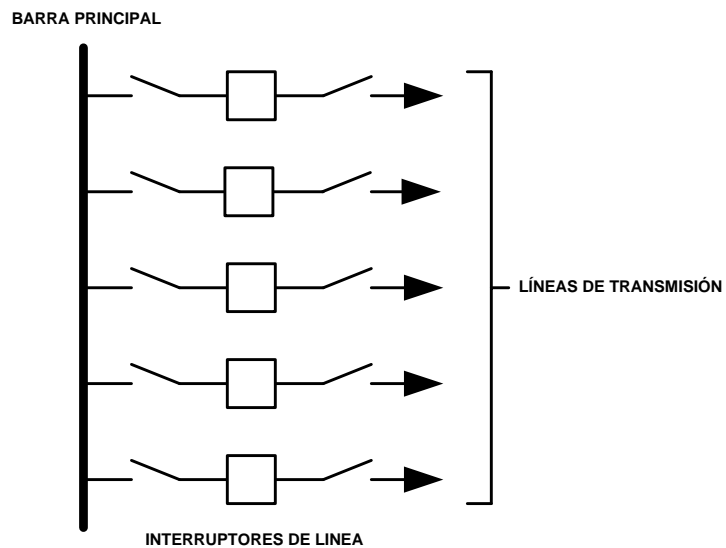
Existen varios arreglos de barras para las subestaciones, que son usadas por las distintas empresas eléctricas para satisfacer el requerimiento de una operación confiable y flexible del sistema. Algunos de estos arreglos se usan en las subestaciones de los sistemas eléctricos de distribución.

La selección de un arreglo en particular y su representación en un diagrama unifilar, de los llamados simplificados, requiere de un estudio previo donde se determinan: los requerimientos de la demanda de energía, las ampliaciones del sistema y la afectación que esto pueda tener, la flexibilidad y facilidad para el mantenimiento, así como los costos asociados a la cantidad de equipo que interviene en cada tipo de arreglo. Los arreglos más comunes son los que se indican a continuación, en orden de complejidad y costo, este último parámetro es el que más interviene en este tiempo donde todo se reduce a este término:

- Barra simple o sencilla
- Barra seccionada
- Barra principal y barra de interconexión
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra principal y barra auxiliar
- Barra principal, barra auxiliar y barra de transferencia
- Interruptor y medio
- Doble barra, doble interruptor

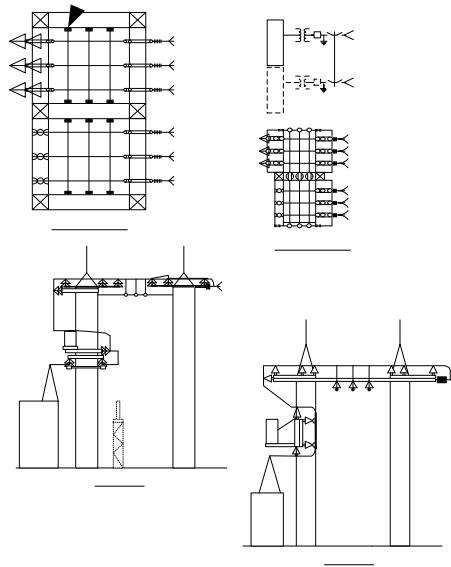
El esquema de barra radial mostrado en la siguiente figura, representa el arreglo más económico en términos de requerimiento del equipo. Obsérvese que sólo se tiene un interruptor por cada terminación de línea, sin ninguna previsión para alimentar una línea de otra barra dentro de la subestación; por lo tanto, la configuración radial **ofrece la menor flexibilidad operativa**. Este tipo de configuración se usa en subestaciones de distribución o de subtransmisión.

Figura 5 Esquema de barra radial



1.3.1 Disposición física de los equipos

Figura 6 Vistas de una subestación tipo distribución



BUSES

1.3.2 Equipos y accesorios instalados en las subestaciones

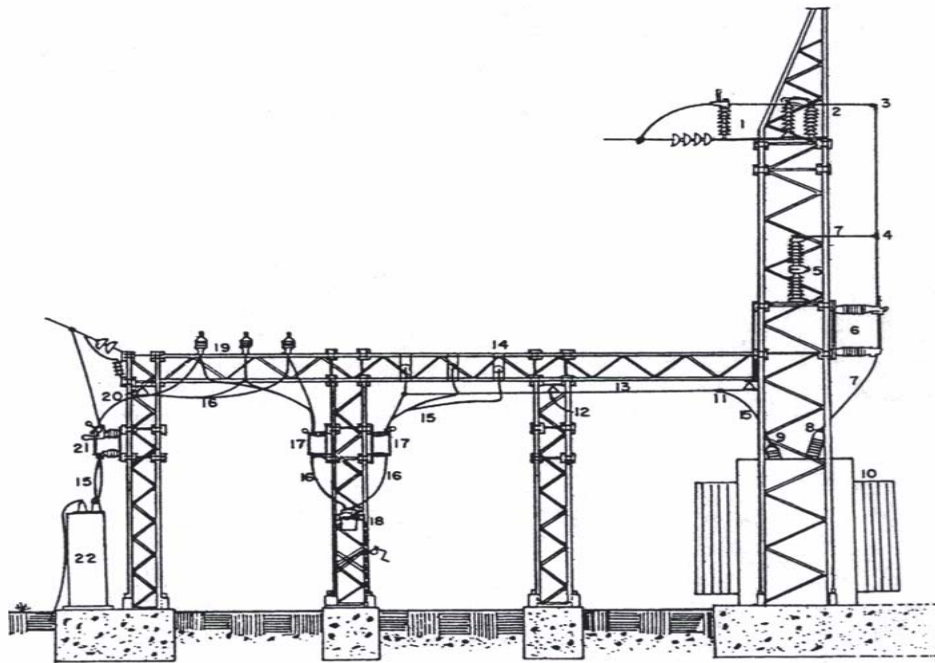
SALIDA
DE
BUSES

ENTRADA
DE L

A continuación encontraremos un esquema de subestación típica de distribución y una breve descripción de los equipos instalados en las estructuras de la subestación.

VISTA EN PLANTA

Figura 7 **Vista de elevación lateral de subestación con equipos y accesorios instalados**



Descripción de los equipos instalados en la figura 7 de una subestación con equipos y accesorios instalados:

1. **Interruptor de aire de 69KV, 600 amperios, 40,000 amperios momentáneos, apertura vertical.**

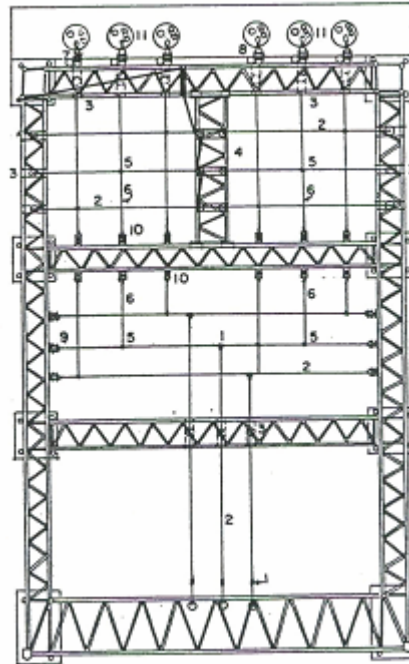
2. **Tubo de cobre de alta conductividad, ¾" IPS.**
3. **Conector en codo de 90 grados, para tubo de cobre de ¾" IPS a tubo de cobre de ¾" IPS.**
4. **Conector "T", para tubo de cobre de ¾" IPS, corrido; a cable de cobre calibre 4/0 en la derivación.**
5. **Pararrayos tipo subestación, para un sistema sólidamente aterrizado de 69KV.**
6. **Fusibles de 69KV nominales, 350 KV BIL, curva lenta de operación con los siguientes rangos de amperaje:**
 - **En subestaciones de 7,000 KVA, 65E Amperios**
 - **En subestaciones de 14,000 KVA, 125E Amperios**
 - **En subestaciones de 22,400 KVA, 200E Amperios**
7. **Cable de cobre calibre 4/0.**
8. **Conectores para roscar en la boquilla de 69KV, de 1.50-12X2.25" a paleta plana con agujeros 2 NEMA.**
9. **Conectores para roscar en la boquilla de bajo voltaje, rosca de 1.125-12X2.12", a paleta plana de 4 agujeros.**

- 10. Transformador de potencia, 69KV, delta, en el lado de alto voltaje; 13.8kv, estrella sólidamente aterrizada, en el lado de bajo voltaje. Tipo OA-FA en transformadores de 5-7MVA y de 10-14MVA; tipo OA-FA-FA, en transformadores de 12-16-22.4MVA.**
- 11. Paletas terminales tipo compresión, para cable 336 AAC, con agujeros 2 NEMA.**
- 12. Aisladores tipo pin para subestación; 15KV nominales, 110 KV BIL.**
- 13. Barra de aluminio en canal U, de 4"X1.72", aleación 6063.**
- 14. Planchas para remate, usadas para soportar los aisladores de bajo voltaje.**
- 15. Puentes de conductor AAC, calibre #336.**
- 16. Puentes de conductor AAC, calibre #336.**
- 17. Cuchillas seccionadoras de 15KV, 600 amperios, 110KV BIL, operadas con pértiga.**
- 18. Interruptor reconectador sumergido en aceite, controlado electrónicamente, equipado con transformadores de corriente en sus boquillas; con tres operaciones de apertura en caso de falla; 13.8KV nominales; 350KV BIL, 600 amperios nominales.**

- 19. Interruptor de aire trifásico, 15 KV, 600 amperios nominales, equipado con cámara interruptiva tipo expulsión con capacidad de ruptura de 600 amperios, usado como by-pass entre los circuitos de distribución.**
- 20. Pararrayos de 10KV; tipo subestación.**
- 21. Cuchillas de by-pass para los reguladores de voltaje; operadas con pértiga; 15KV, 600 amperios nominales, 350 KV BIL; equipadas con cámaras interruptivas tipo expulsión con capacidad de ruptura de 600 amperios.**
- 22. Regulador de voltaje monofásico; rango de regulación +/- 10%, con 32 pasos de regulación de 5/8%; 13.8KV nominales, 110 KV BIL, 250 KVA.**

A continuación veremos una vista de planta de una subestación simple con sus equipos y accesorios de 13.8 KV, con una breve descripción de sus partes para tener una concepción mejor del esquema utilizado y de cómo se posicionan las partes de dicha subestación.

Figura 8 **Vista de planta de una subestación simple con equipos y accesorios de 13.8 kV.**



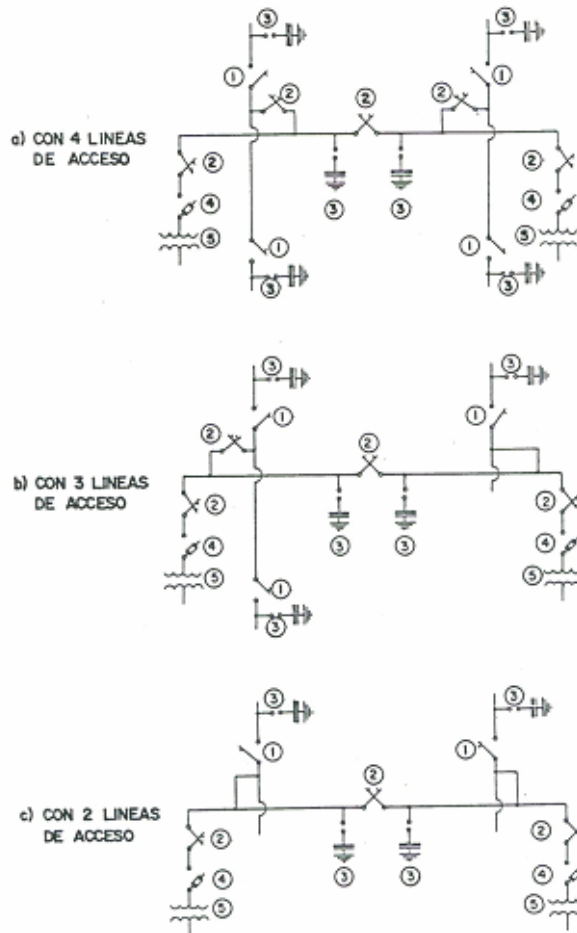
Descripción de los equipos instalados en la figura 1.8 de una subestación simple con sus equipos y accesorios instalados:

- 1. 12 paletas terminales tipo compresión, para cable 336 AAC, con agujeros 2 NEMA.**
- 2. 300' de canal U de aluminio, de 4"X1.720", aleación 6063.**
- 3. 21 planchas para soporte de los aisladores de 15 KV.**

- 4. Un interruptor de aire de 15 KV, 600 amperios; equipado con cámara interruptiva tipo expulsión para 600 amperios, operación trifásica, apertura lateral, usado como by-pass entre circuitos.**
- 5. 12 paletas terminales tipo compresión, para cable 336 AAC, con agujeros 2 NEMA.**
- 6. 100' de cable 336 AAC usado para puentes.**
- 7. 6 cuchillas de by-pass para regulador de voltaje, de 15 KV, 600 amperios, equipados con cámara interruptiva tipo expulsión para 600 amperios, operadas con pértiga.**
- 8. 6 pararrayos de 10 KV, tipo subestación.**
- 9. 21 aisladores tipo PIN, de 15 KV; 110 KV BIL.**
- 10. 12 cuchillas monofásicas de 15 KV, 600 amperios, usadas como seccionadores de los interruptores reconectadores.**
- 11. 6 reguladores de voltaje, 13.2/7.92 KV; rango de regulación +/- 10% en 32 pasos de 5/8%.**

Ahora veremos en esquemas unifilares básicos, área de maniobra en 69 KV, utilizados en nuestro medio guatemalteco.

Figura 9 **Subestación doble con agregado diagramas unifilares básicos: área de maniobra en 69 KV.**



Descripción de los equipos instalados en la figura 9 especificaciones del equipo de 69 KV:

1. **Interrupor de aire de 69 KV., 600 Amperios, apertura vertical, montaje horizontal.**

- 2. Interruptores de aire de 69 KV., 600 Amperios, apertura lateral por el centro, tres para montaje normal y dos para montaje invertido.**
- 3. Pararrayos de 72 KV., de óxido de Zinc, tipo estación.**
- 4. Fusibles de potencia, monopolares, montaje vertical, 69 KV., máximo 200E Amperios nominales.**
- 5. Transformador de potencia, 69 KV. Delta, a 13.8 KV. En estrella solidamente aterrizada, potencia variable.**

2. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES

El sistema de protección de una subestación es un conjunto de elementos que mantienen una vigilancia permanente y cuyo objetivo es hacer que el sistema sufra el menor daño posible cuando se presenta una falla. Lo importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar una falla y quienes encargan, a su vez, de la desconexión automática de interruptores cuando hay presencia de sobre corrientes provocadas por fallas, aislando partes del sistema que han fallado en su momento.

2.1 Relevadores

No son más que dispositivos que detectan situaciones de fallas que envían una señal de apertura a los interruptores designados. Los relevadores se pueden dividir en tres grupos: atracción electromagnética, inducción electromagnética y estado sólido. Cualquiera de estos operan mediante señales recibidas, que pueden ser: Corriente, Tensión o Mixtos.

2.1.1 Atracción electromagnética

Los relevadores electromagnéticos están compuestos por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que, al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Hay dos tipos de estos relevadores: Tipo núcleo o émbolo y de bisagra.

Una característica de estos es que tienen la bobina en derivación, esto con el fin de permitir el ajuste de la corriente mínima de operación, o sea el valor al cual se calibra la corriente para que el relevador empiece a moverse.

Estos pueden verse afectados por componentes de corriente directa que hacen su aparición cuando existen cortocircuitos asimétricos. Operan tanto en corriente directa como en alterna.

2.1.2 Relevadores de inducción electromagnética

Básicamente es un motor de inducción básicamente, en el que el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco. Entre el estator y el rotor crean un par que hace girar el rotor, en oposición a un resorte en espiral entonces cierra los contactos de disparo. Este relevador solo opera en corriente alterna, por lo que no le afecta ninguna componente de corriente directa.

2.1.3 Estado sólido

Este tipo de relevador esta formado por semiconductores, que operan con baja corriente y se manipulan con señales de voltaje de corriente directa. Los voltajes con los que trabaja son con una tensión de 20 voltios, que se traducen en ceros y unos, para una lógica. Estos dispositivos son más pequeños, rápidos y con menor consumo de potencia, la mayor carga es la fuente de poder que los alimenta. Esta compuesto por fuente de tensión de corriente directa regulada, esto porque su funcionamiento debe ser exacto ya que tiene valores digitales. También lleva un rectificador de onda completa. Y en última etapa una bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo. Las ventajas de estos son varias, mencionaremos algunas: más resistente a golpes y sacudidas, mayor precisión, el tiempo de liberación de una falla es menor, tiene menos inercia porque posee un mínimo de partes móviles, el tiempo de realizarle un mantenimiento es más largo que los otros tipos de relevadores, el único inconveniente es el costo, ya que es mayor que el de los relevadores electromagnéticos, por eso depende del diseñador que tipo de relevador utilizará, realizando para eso el análisis costo beneficio en cada proyecto que realice.

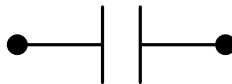
Los relevadores de estado sólido son versiones modernas, que proporcionan las mismas funciones y los mismos ajustes, con menos carga y mayores rangos de ajuste. Algunos tienen las funciones adicionales a las de relevadores de protección simplemente, tales como registradores de eventos y la facilidad de poderse comunicar con ellos y poder manipular su información desde centros de control utilizando un medio de comunicación adecuado.

2.1.4 Contactores

Las acciones de protección se realizan por medio de contactores o contactos en topologías diferentes de acuerdo a las necesidades del sistema y la creatividad del diseñador. Los contactos pueden ser de cuatro tipos:

- a. **Contacto “a”**: permanece abierto mientras la bobina permanece desenergizada.

Figura 10 **Contacto tipo “a”**



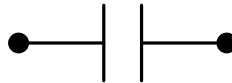
- b. **Contacto “b”**: permanece cerrado mientras la bobina permanece desenergizada.

Figura 11 **Contacto tipo “b”**



- c. **Contacto “a-a”**: permanece abierto mientras el dispositivo principal (interruptor) permanece abierto o viceversa.

Figura 12 **Contacto tipo “aa”**



- d. **Contacto “b-b”**: permanece cerrado mientras el interruptor o cuchillas permanecen abiertos y viceversa.

Figura 13 **Contacto tipo “bb”**



Estos dispositivos son importantes y los podemos utilizar dependiendo la lógica de protección que necesitemos en la aplicación, estos los utilizamos para enviar o cortar señales que pueden ser de alarma, de disparo o relevadores auxiliares.

2.1.5 Tiempos de operación

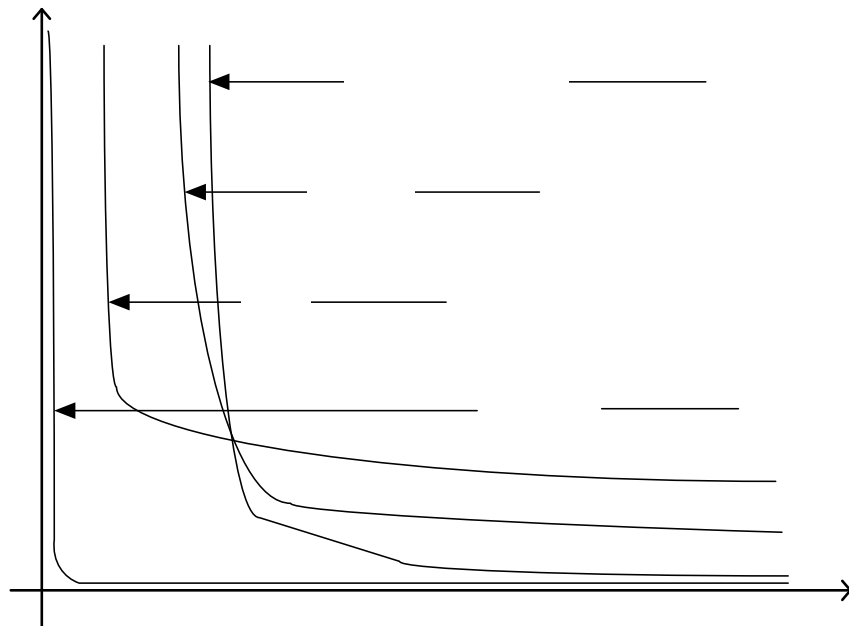
Un punto muy importante es la rapidez en que opera un relevador, ya que de esto depende el liberar una falla, hay de distintos tipos de los cuales mencionaremos los siguientes:

- **Tipo instantáneo:** Operan en un tiempo menor a 0.1 segundos.
- **Tipo de alta velocidad:** Operan en un tiempo menor a 0.05 segundos.
- **Tipo con retardo de tiempo:** Operan con ajuste de tiempo a través de mecanismos para lograr este retraso. Por medio de un imán permanente producen un freno en el giro del rotor, estos son los de inducción.

Mediante la curva de corriente-tiempo los relevadores se dividen según:

- Tiempo inverso**
- Tiempo muy inverso**
- Tiempo extremadamente inverso**

Figura 14 Característica tiempo-corriente



Los de tiempo inverso se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito, o en sistemas donde se varían las fuentes de alimentación del sistema. En la curva tiempo-corriente, podemos observar que es casi lineal, lo que se traduce en operación respuesta rápida. Este tipo de relevador se utiliza en donde al valor de corriente de cortocircuito depende principalmente de la capacidad del sistema.

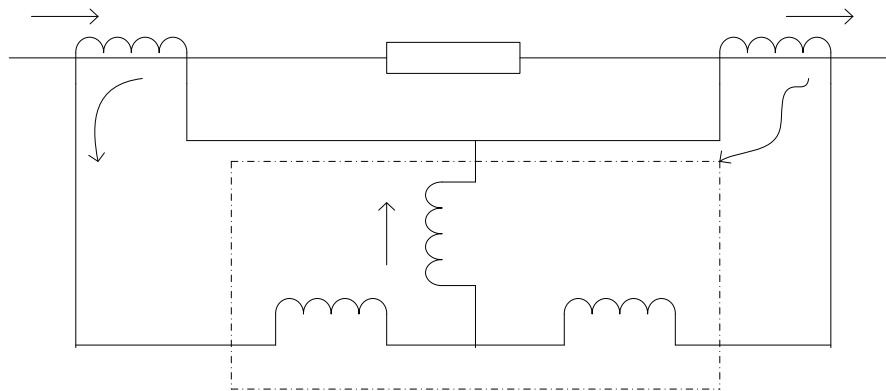
Los de tiempo muy inverso podemos observar en la curva tiempo-corriente, tiene pendiente pronunciada, lo cual se traduce que son lentos para corrientes bajas y rápidas para corrientes altas. Estos se utilizan para cuando el valor de corriente de cortocircuito depende de la posición relativa al lugar de la falla y no de la cercanía del sistema.

Los de tiempo extremadamente inverso, tienen pendiente más pronunciada que los anteriores. Se utilizan en circuitos especialmente de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres, y no obstante, reaccionan en operación rápidamente ante un cortocircuito.

Los sistemas de protección están basados en relevadores. Por ahora solamente mencionaremos y daremos una breve descripción debido a que los sistemas de protección no son el tema principal de esta tesis de los más utilizados:

- a. **Relevadores de sobrecorriente (51):** Tienen disparo instantáneo y disparo temporizado, con bobina de corriente de 4-16 amperios para los de fase y de 0.5-2 amperios para los de tierra.
- b. **Relevadores diferenciales:** Tienen dos bobinas de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de corrientes con salientes del área protegida. La operación entra al escenario de protección cuando existe una diferencia entre estas corrientes.

Figura 15 Esquema relevador diferencial



- c. **Relevadores de distancia:** Su principio de operación se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea que se esta monitoreando. Existen dos tipos: tipo impedancia, el accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones. El tipo admitancia, es una mezcla de relevador de impedancia y direccional, se utiliza para proteger fallas entre fases o pérdidas de excitación en generadores o en grandes motores síncronos.

d. Relevador direccional: La característica principal de este relevador es que compara magnitudes o ángulos de fase y reconoce el sentido de los flujos de las corrientes. Hay tres tipos de relevadores: corriente-corriente: el accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones, corriente-tensión: el accionamiento se produce por la comparación de una señal de corriente con otra de tensión y tensión-tensión: el accionamiento se produce por la comparación de dos tensiones de diferentes alimentaciones. Este relevador es sensible al desequilibrio de corrientes bajo condiciones de altas intensidades, que es cuando los errores de los transformadores de corriente son máximos.

e. Relevador de hilopiloto: Básicamente es un relevador diferencial, con adaptación para el uso en que los transformadores extremos de corriente se encuentren a distancia larga. En este caso los relevadores comparan las corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión y cuando la diferencia es apreciable, la protección envía orden de apertura a los dos interruptores extremos de la línea. Estos pueden ser de corriente alterna o directa, el de alterna es inmune a variaciones de carga o pérdida de sincronismo, de ahí su mayor utilidad. Estos se usan en líneas de menos de 20 kilómetros y en protección primaria.

2.1.6 Nomenclatura

Presentaremos algunos números de la norma ANSI con que se designan los relevadores:

Tabla I Norma ANSI nomenclatura de relevadores

Número ANSI	Marca Tipo	Descripción del relevador	Función
21	WH - KDA	Distancia-Impedancia de 0.2-4.350 Ohm.	Protección de respaldo en barras remotas de subestaciones adyacentes.
21-G	GE-GCXG	Distancia-Falla a tierra monofásica	Protección de respaldo para fallas de fase a tierra
50	GE-HGC	Sobrecorriente, instantáneo	Detecta sobrecorrientes de fase
50X1	GE-NAA	Sobrecorriente, instantáneo	Detecta sobrecorrientes de tierra
51	GE-1AC	Sobrecorriente, instantáneo y tiempo inverso temporizado 4-16 A	Protección de respaldo de bancos
51-T	GE-1AC	Sobrecorriente instantáneo y temporizado 0.5-2 A Tiempo Inverso	Protección de respaldo de falla a tierra en bancos
62	WH-TD-4	Relevador de tiempo ajustable de 0.1 a 3 segundos	Retardar el disparo de un relevador de distancia, para suministrar la 2ª. zona
63	Buchholz	Detector de gas	Protección primaria o de respaldo, para bancos de transformadores
67	GE-JBC	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 4-16 A tiempo inverso	Protección de respaldo en líneas, para falla entre fases
67-N	GE-JBCG	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 0.5-2 A	Protección de respaldo en líneas, para fallas de fase a tierra
86	GE-HEA	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos	Auxiliar para el disparo de las protecciones, primaria y de respaldo
87-T	GE-BDD	Diferencial para banco de transformadores, con tres bobinas	Protección primaria para bancos de transformadores
87-B	Siemens-2N24	Diferencial de buses	Protección diferencial de buses de alta velocidad
87-C	GE-SLD	Comparación de fases, con canal de corriente portadora	Protección primaria para líneas de transmisión
87-N	WH-HCB	Diferencial de hilopiloto	Protección primaria para líneas de transmisión cortas (menos de 20km)

2.2 Sistemas de protección

Los sistemas de protección pueden ser de diferentes formas de diagramas esquemáticos, con relevadores agrupados que protegen distintas áreas. Las protecciones deben ser lo más independiente posible y las áreas a proteger deben de poseer dos juegos de protecciones. Las protecciones pueden ser: **protección primaria, protección secundaria o de respaldo, protección de respaldo remoto y protección de respaldo local de interruptor.**

2.2.1 Protección primaria

La característica de esta protección es que debe actuar lo mas rápido y debe ser la primera en actuar, la de respaldo se activa al mismo tiempo, pero va desfasada en tiempo, solo funciona si la primaria no funciona. En el caso que estas dos no funcionen las protecciones de las subestaciones alimentadoras deben operar, simulando una tercera protección, estas con más alto tiempo de entrar al escenario de protección y actuar. El diseño de la protección primaria se hace tratando de desconectar la menor cantidad de equipos del sistema de potencia, idealmente que solo desconecte el elemento que tiene la falla, para eso se toman algunos criterios:

- a.** Los transformadores de corriente son los que delimitan las zonas de protección en lo físico y se ubican en ambos lados de los interruptores, esto por fase.

- b. Se deben de disparar todos los interruptores que energizan la zona protegida.
- c. Cuando existen áreas compartidas de protección lo más indicado es que actúen todos los interruptores que energizan el área compartida.

Los sistemas de protección son mucho más seguros entre más sencillos se diseñen, esto nos indica que debe existir el mínimo de equipos posibles en el diseño. Esto porque existen más posibles puntos de falla.

Las protecciones de falla pueden fallar por algunos aspectos como por ejemplo: falla de transformadores de instrumento, falla de fuentes de alimentación de corriente directa, falla de operación de un relevador, falla mecánica en los interruptores o del circuito de disparo. Siempre existe una posibilidad de que los sistemas fallen, por lo que se debe hacer arreglos de respaldo.

2.2.2 Protección secundaria (respaldo)

En pocas palabras es la que opera después de la primaria en caso esta falle o este fuera de servicio. Esta protección es independiente de la primaria para tener la certeza que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla. En lo que se diferencian es que esta desconecta mayor parte del sistema.

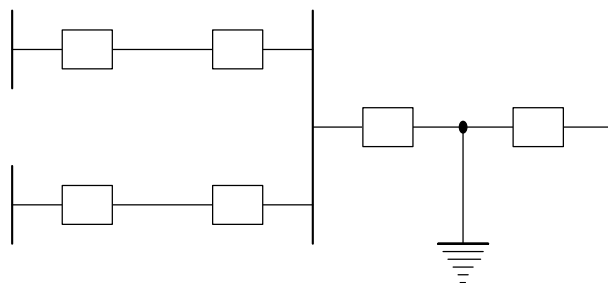
El ajuste es necesario retardarlo ante el ajuste de la protección primaria, ya que esta no debe actuar al mismo tiempo, esto para que la protección primaria pueda actuar.

2.2.3 Protección de distancia

Esta opera cuando la protección primaria y protección secundaria han fallado, se puede decir que es la tercera protección, esta entra en acción desde las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y acciona los interruptores que alimentan la falla de la subestación afectada.

Esta no depende del suministro local de energía. Los relevadores utilizados son de sobrecorriente de distancia, alta velocidad, la señal de control se envía a través de hilopiloto, si esta a menos de 20 kilómetros, y si la distancia es mayor, la señal se envía por equipo de onda portadora. Se muestra a continuación un diagrama utilizando protección de distancia:

Figura 16 **Falla con protección de distancia**



Se presenta una falla a tierra en L1, la protección primaria de la L1 actúa y ordena abrir los interruptores 52-A y 52-B. Por algún problema el interruptor 52-B no abre y no se libra la falla, entonces la protección de las líneas L2 y L3 entra al escenario y son el respaldo remoto de la línea L1. La protección de la línea L2 en la Terminal SE3 y la de la línea L3 en SE4, deben detectar la falla; dado el diseño opera en tiempo de diseño para liberar la falla. Como en esta ocasión no operó la protección adecuadamente por desperfectos u otras razones anteriormente mencionadas, operan las protecciones de L2 y L3 abriendo los interruptores 52-D y 52-F.

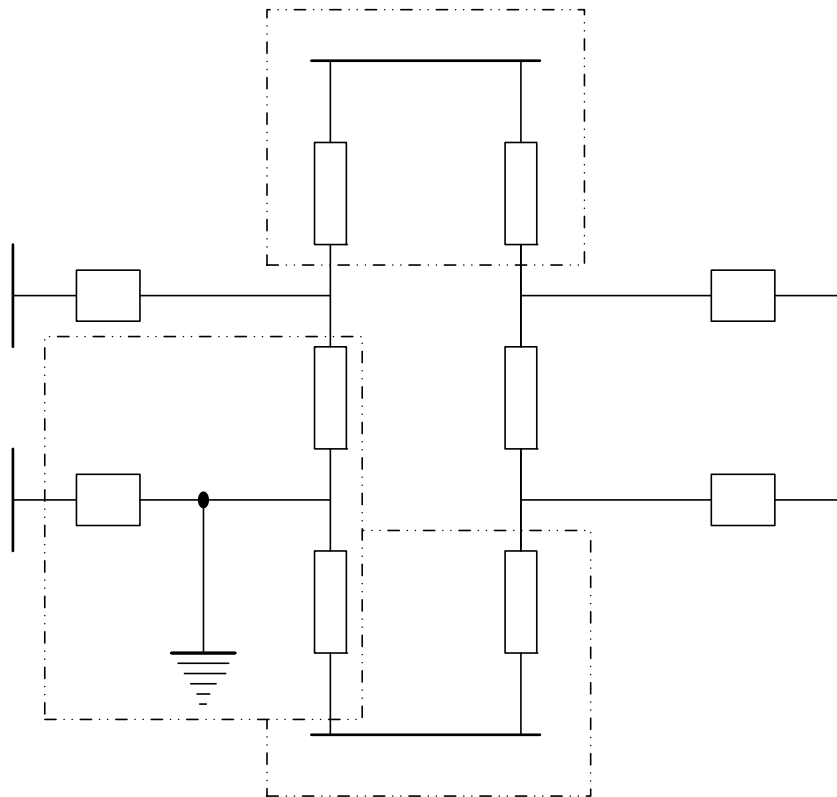
2.2.4 Protección remota

Se puede decir que es como una tercera protección, con un juego de relevadores que operan cuando aparece una falla de algún interruptor.

Existe en el siguiente diagrama una falla en la L2, la protección primaria y de respaldo están ubicadas en SE2 y SE3, estos tienen el control de apertura de los interruptores 52-2, 52-4 y 52-5. Se considera que el interruptor 52-4 esta fuera de operación, por alguna falla, por lo que la falla esta presente aún, pero sigue en operación la línea L1 y recibe alimentación de la Barra 1, para librar la falla, debe operar la protección de respaldo local en SE1 y SE3, estos después de cierto tiempo, siguen detectando la falla, entonces actúan disparando el interruptor local 52-3 y mediante el envío de una señal se efectúa el disparo remoto del interruptor 52-1.

Pero si la misma falla, se puede presentar el siguiente escenario de falla, suponemos que el interruptor que falló es el 52.5 de la SE3, en este caso lo detecta la protección de la Barra 2 y da el disparo de todos los interruptores que alimentan esta barra, siendo los 52-5 y 52-8, el primero no responde por estar abierto y el segundo libra la falla. En el primer caso hay necesidad de abrir un interruptor local, el 52.3 y uno remoto el 52.1. En este segundo caso sólo se necesita abrir el interruptor local 52-8. Para el diseño de protecciones, en cada falla de interruptor, debe hacerse un exhaustivo análisis, para ver que interruptores deben dispararse para librar la falla, y como adecuar la actuación de la protección de respaldo local.

Figura 17 **Análisis de protecciones con falla de interruptores**



2.3 Cualidades importantes de una protección

Esto varía en cada situación debido a que existen muchos aspectos que se involucran, pero en general hay ciertas características importantes para ver el perfil de una protección.

- a. Precio:** este es un apartado muy importante porque existen diseños muy buenos y funcionales pero los presupuestos no dejan desarrollar, aquí es donde debe entrar la optimización de diseño. El punto de partida debe ser el costo del equipo a proteger, ante el diseño propuesto.
- b. Confiabilidad:** la confianza y la rapidez son importantes, porque un relevador puede ser muy rápido y en el momento menos indicado fallar. Por lo que un relevador debe tener un buen mantenimiento, estar bien calibrado y tener certificaciones de funcionamiento y calidad, para ofrecer confianza.
- c. Velocidad:** esta característica es importante, ya que esto reduce al máximo los daños de la zona de falla y además evita que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación de las demás protecciones.
- d. Selectividad:** cuando se presenta una falla debe actuar la protección más cercana a la falla, sin dañar al sistema de potencia en otras áreas, haciendo arreglo de interruptores para librar la falla.

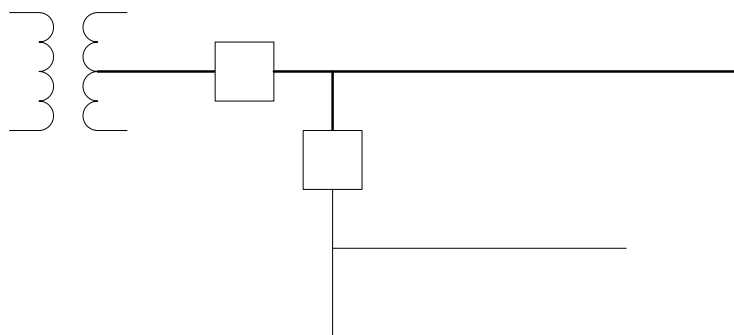
e. Sensibilidad: importante los relevadores deben operar y detectar señales pequeñas, pero que sean ajustadas a una verdadera falla, pues si el sistema de protección es muy sensible a cada momento estará operando haciendo aperturas no deseadas.

2.4 Protección de circuitos de distribución eléctrica

En distribución encontramos líneas de mediana tensión con voltajes mayores de 1 kV y menores de 34.5 kV. Son las líneas que, después de las líneas de baja tensión, son las más abundantes y que, en el caso de países pobres, son mayoritariamente aéreas. Por esa razón, se da énfasis a la protección de sistemas aéreos de media tensión.

Para la operación y mantenimiento, así como para la protección, dependiendo de su ubicación en el sistema, las líneas pueden tomar los siguientes nombres.

Figura 18 **Ramales en un circuito de distribución**



a. Ramal principal: son líneas que salen desde la subestación y están protegidas exclusivamente por el disyuntor o reconectador automático de la misma.

b. Ramal secundario: son las líneas que se desprenden del ramal principal y están protegidas por un elemento adicional que puede ser: un corta circuito con su fusible, un reconectador de línea o un seccionador.

c. Ramal: son líneas que a su vez se desprenden de un ramal secundario y están protegidas por un corta circuito y su fusible.

Existen fallas permanentes, son las que una vez ocurren, necesitan la intervención de personal y/o equipo para eliminarlas. El caso de postes chocados, árboles sobre las líneas, líneas en el suelo, etc. Y las fallas temporales son las ocasionadas por tempestad, o ramas que con el aire tocan las líneas y se vuelven a retirar.

En este punto es de hacer notar que según estadísticas recopiladas en lugares como Estados Unidos, las fallas temporales de un sistema aéreo de distribución cuentan entre el 61% y el 80% del total de fallas que se presentan.

Las funciones del sistema de protección son varias:

- Liberación de fallas permanentes, aislando la parte fallada de la porción del sistema que permanece sin falla.

- Minimizar el número de fallas permanentes, desenergizando las fallas temporales antes de que ocurra un daño que pueda desembocar en falla permanente.
- Minimizar el tiempo de localización del lugar donde ocurrió la falla.
- Prevenir daños en los equipos y líneas, liberando las fallas antes de que estos se dañen.
- Minimizar la probabilidad de cristalización de conductores.

Para un buen diseño de un sistema de protección y selección de equipo, se debe tomar en cuenta: corrientes de carga máximas en cada punto donde se localizará un dispositivo de protección, ubicar las cargas muy grandes, o localización de cargas que requieren consideración especial y localizar los puntos de interconexión con otros circuitos.

Mencionaremos a continuación algunos conceptos importantes:

- **Corta circuitos y fusibles:** se utilizan ampliamente en sistemas de distribución para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Parámetros necesarios para una correcta selección y aplicación: Capacidad Nominal en Amperios, es la corriente máxima que puede llevar un corta circuito sin sufrir daño ni alteración. Normalmente se utilizan corta circuitos de 100 A y de 200 A, Capacidad de Interrupción en Amperios, es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteración.

En el caso de los corta circuitos, el de 100 A puede interrumpir hasta 10,000 A y el de 200 A puede interrumpir hasta 16,000 A, el elemento fusible es el que se funde cuando la corriente que circula por él llega a un valor arriba del nominal.

El corta circuito se compone del tubo porta fusible que es donde se coloca el listón, el aislamiento y los herrajes que sirven para conectarlos a las líneas y colocarlos en el poste correspondiente.

El tubo porta fusible en su interior tiene un revestimiento de boro. Cuando la corriente en el listón llega a valores iguales ó superiores al valor con el cual este empieza a fundirse, se forma un arco que a su vez estimula la emisión de gases del revestimiento del tubo, gases que ayudan a interrumpir el arco.

También tienen un resorte en la parte inferior que cuando se quema el listón fusible, hace que el tubo se suelte de la parte superior ayudando a alargar y a extinguir el arco.

Las curvas de tiempo - corriente de los listones fusibles se ha normalizado en varios tipos que se diferencian únicamente por la pendiente de sus curvas. Entre otros, existen listones fusibles de tipo K, de tipo T y de tipo E, que por el hecho de tener curvas diferentes, se comportan también de forma diferente.

Por ejemplo: un fusible de 15 A de tipo K, se funde en tiempos diferentes a la forma en que se funde un fusible de 15 A de tipo T.

Para cada valor de fusible de un mismo tipo existen 2 curvas. La curva mínima de fusión que representa la corriente mínima con la que el fusible comienza a fundirse y, la curva máxima con la que el fusible comienza a fundirse y, la curva máxima de liberación de falla que indica para esa corriente, el tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla. Dentro de un mismo tipo de listones fusibles, existe una subdivisión para diferenciarlos en Valores Preferidos y Valores no Preferidos. Para que un sistema de distribución protegido con fusibles funciones adecuadamente, es necesario que se seleccione uno de estos subconjuntos y se rechace el otro.

- **Restaurador (Recloser):** es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar, nivel de corriente al que debe de iniciar el disparo (nivel de corriente para el disparo), establecer el tiempo que debe de tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla (curva de tiempo – corriente), establecer la cantidad de reenganches que han sido programados antes de efectuar una apertura definitiva y operar en curva rápida o en curva lenta dependiendo de la programación que se haya efectuado.

Normalmente estos equipos tienen capacidad de reenganchar automáticamente hasta 3 veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta 4 operaciones de apertura.

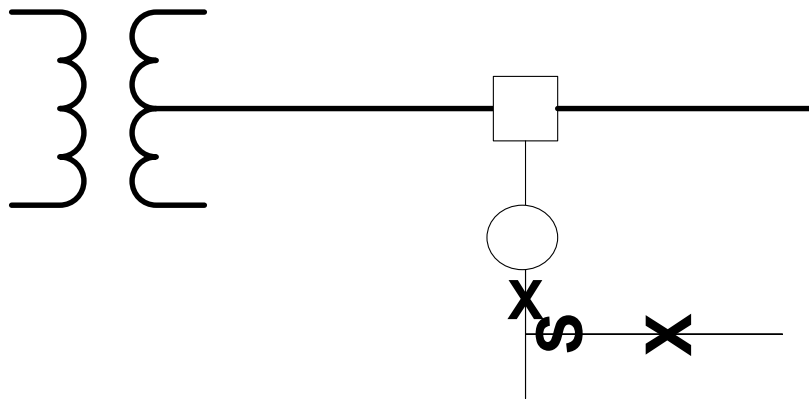
Dependiendo del tipo de control que tenga el restaurador, el valor en Amperios del nivel de disparo tanto para fase como para tierra, se pueden seleccionar de una serie de valores fijos si es un control antiguo, o introduciendo un valor durante la programación del control en los más modernos. En los controles antiguos los valores de disparo para fase son normalmente 140, 200, 280, 400 y 560 A. Los valores de disparo para tierra se pueden seleccionar de 50, 100, 200 A. En los controles más modernos la programación se hace conectando el control a una computadora y programando desde el software correspondiente, los valores que se han seleccionado.

También se puede programar el número total de operaciones de apertura hasta el máximo de 4.

El control de estos dispositivos permite que en condiciones de falla el restaurador realice sus operaciones de apertura temporizando en 2 curvas diferentes, para lo cual se programa para que realice una o dos operaciones de apertura en curva rápida y, normalmente dos o tres operaciones de apertura en curva lenta. En las curvas rápidas y curvas lentas para fallas de fase y en las curvas rápidas y curvas lentas para fallas de tierra.

- **Seccionadores:** son dispositivos que se colocan en ramales y que no tienen capacidad de interrupción de corriente de falla, y lo que hacen es contar un número predeterminado de veces que se interrumpe corriente de falla y cuando se ha interrumpido corriente de falla el número establecido en el seccionador, y el restaurador está abierto, abren los seccionadores.

Figura 19 Funcionamiento de un seccionador



Nos apoyamos de la figura 18 para poder describir el funcionamiento de un seccionador, asumimos que el restaurador está programado para un total de 4 operaciones de apertura, 1 operación en curva rápida y 3 en curva lenta, y que además el seccionador está programado para contar 3 operaciones y que ocurre una falla permanente en el punto a.

El restaurador hace su primera operación de apertura en curva rápida, el seccionador cuenta “1” posterior a lo cual el restaurador hace su primer reenganche.

Siendo la falla permanente, el restaurador hace su segunda operación de apertura en curva lenta, el seccionador cuenta “2” y el restaurador hace su segundo reenganche.

Como la falla permanece, el restaurador hace su tercera operación de apertura en curva lenta, el seccionador cuenta “3” y en el momento en que el restaurador está abierto, el seccionador se abre. El restaurador hace su tercer y último reenganche y como la línea con falla ya ha sido aislada por los seccionadores, el restaurador permanece cerrado, manteniendo la continuidad del servicio.

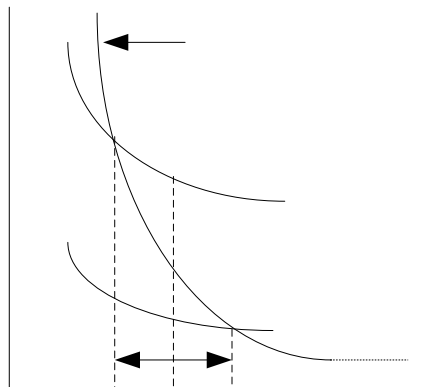
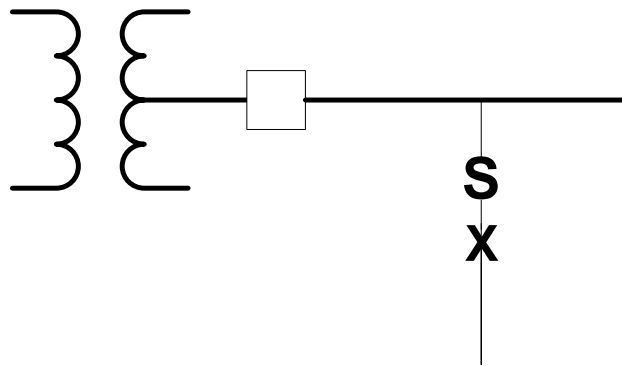
Para una falla en el punto b y la misma programación del restaurador, en el seccionador la secuencia es como sigue: el restaurador libera la falla operando en su curva rápida y el seccionador cuenta “1”, hace su primer reenganche, y antes de que opere en curva lenta, el fusible libera la falla por lo que el seccionador cuenta “2”. Como el seccionador está programado para abrir cuando se libera una falla 3 veces, el seccionador se queda cerrado y solamente se aísla la parte de la red que se protege con el fusible.

Cuando se tiene que coordinar en secuencia, restaurador-seccionador-fusible, la única secuencia que permite el funcionamiento correcto del sistema es la descrita anteriormente de programar 1 operación rápida y 3 operaciones lentas en el restaurador, y programar el seccionador para que cuente 3 interrupciones de corriente de falla.

Cualquier otra programación del restaurador o del seccionador, hará que fallas que se deben de liberar con el fusible, hagan operar también el seccionador.

- **Coordinación de restaurador con fusibles de distribución:**

Figura 20 Diagrama unifilar para analizar y curvas del restaurador montadas en las curvas de fusibles



Suponer que el restaurador está programado para hacer una operación de apertura en curva rápida y 2 operaciones en curva lenta. Asumir que el valor máximo de corto circuito ocurre en el punto b, y el valor mínimo de corto circuito ocurre en el punto a.

Si fuera posible obtener un fusible cuya curva quede en medio de la curva lenta y de la curva rápida del restaurador para todos los valores de corriente de falla que ocurren entre el punto b y el punto a (rango de coordinación), se puede concluir que el fusible y el restaurador coordinan adecuadamente.

Para una falla en el punto X, el sistema funcionará de la siguiente forma:

- A. Falla Temporal: el restaurador detecta la falla y abre utilizando su curva rápida, con lo que se libera la falla antes de que el fusible comience a fundirse. Cuando el restaurador hace su primera operación de reenganche, la falla ya se ha liberado (falla temporal) y por lo tanto, el restaurador permanece cerrado manteniendo la continuidad del servicio.
- B. Falla permanente: el restaurador detecta la falla y abre utilizando su curva rápida antes de que el fusible comience a fundirse, posterior a lo cual hace su primer reenganche. Siendo la falla permanente, cuando el restaurador hace su reenganche, la falla permanece, por lo que el restaurador inicia su segunda operación de apertura temporizando en curva lenta, sin embargo, antes de que el restaurador opere, el fusible se quema, aislando el área con falla.

- **Pasos para elaborar un estudio de coordinación de restauradores y fusibles:**
 - a. Hacer un diagrama unifilar del circuito y de los ramales donde se pretende colocar fusibles o seccionadores.
 - b. Hacer los cálculos de corto circuito obteniendo los valores de corto circuito máximo del ramal y corto circuito mínimo del ramal (obtener el rango de coordinación).
 - c. Definir el valor de disparo de fase para el restaurador de la subestación, asegurándose que no va a disparar con carga. Normalmente se utilizan valores que permitan llevar al circuito toda la carga que podría llevar el conductor sin sobrecargarse, o sin sobrecargar el transformador de la subestación. (En caso de restauradores con controles antiguos las posibilidades de selección son: 100, 140, 200, 280, 400 y 560 A). Para transformadores de 10/14 MVA (OA/FA) y de 15/22.5/28 MVA (OA/FA/FA) en voltaje de 13.8 kV, generalmente se han utilizado niveles de disparo en fase de 560 A.
 - d. Definir el valor del disparo de tierra para el restaurador de la subestación, asegurándose de que no va a disparar con valores de desbalance que se consideren razonables. Se ha considerado que 100 A para el disparo de tierra es una buena selección. Sin embargo, este valor se selecciona de acuerdo al valor de desbalance que se considera aceptable antes de que comience a operar el restaurador.

- e.** Seleccionar las curvas que se utilizarán en el restaurador de la subestación. Asumir que mientras no se indique lo contrario, se utilizarán las curvas A y C en fase, y las curvas 1 y 3 en tierra (para aplicaciones normales, estas curvas permiten la mejor coordinación de fusibles y restauradores).

- f.** Hacer líneas verticales en los puntos de corriente máxima y corriente mínima para cada ramal (poner los rangos de coordinación de cada ramal).

- g.** Seleccionar el fusible.

3. SISTEMA DE MEDICIÓN

Cuando nos referimos a medición de una subestación implícitamente estamos hablando de un conjunto de aparatos conectados en los secundarios de los transformadores de instrumentos de potencial y corriente, que son los encargados de medir la magnitud de los parámetros eléctricos tanto del lado de alta y baja tensión, también de los dispositivos auxiliares de la subestación. Los aparatos de medición pueden instalarse físicamente sobre tableros, sobrepuestos o empotrados.

3.1 Magnitudes importantes a medir en una subestación

En una subestación es muy importante saber todas las magnitudes posibles, algunas de las que se necesitan frecuentemente son:

- Energía
- Potencia Activa y Reactiva
- Factor de Potencia
- Frecuencia
- Tensión
- Corriente

Tabla II **Medición de acuerdo al sistema eléctrico**

ELEMENTO	VM	FM	AM	WM	VARM	WHRM	VARHM
Líneas Internas del Sistema				■	■		
Líneas de Interconexión Entre Sistemas				■	■	■	■
Transformadores de Sub-transmisión				■	■		
Transformadores de Distribución				■	■	■	
Alimentadores			■				
Barras	■	■					
Generadores	■	■	■	■	■	■	■
Servicios a Particulares, en Alta Tensión				■	■	■	■

En la tabla II podemos conocer las magnitudes descritas en ella, para eso se utilizan los siguientes aparatos, pueden estos ser de lectura directa o de tipo graficador, según sea el caso:

- Amperímetros
- Voltímetros
- Medidores de Factor de Potencia
- Frecuencímetros
- Vatímetros y Varímetros
- Vathorímetros y Varhorímetros

Utilizamos cada uno de acuerdo a la tabla II en general, y para cada elemento de la instalación se hace en relación de cada aparato.

3.2 Equipos de medición

En este punto queremos aclarar que no queremos internarnos al tema de metrología y sólo queremos hacer referencia, a forma de recordatorio, como es que están contruidos los principales aparatos de medición:

3.2.1 Amperímetros

Estos miden intensidad de corriente que circula por líneas, cables, bancos de transformadores y alimentadores.

Pueden ser electromagnéticos, electrodinámicos o digitales, estos últimos cada día son más precisos y con mayores aplicaciones para la automatización. Los primeros se basan en la repulsión de dos imanes de igual polaridad, y el digital utiliza semiconductores y en lugar de escalas utilizan pantallas de líquido de cuarzo, o diodos emisores de luz. Los de imanes, físicamente están formados por dos segmentos de hierro, acomodados concéntricamente respecto a una bobina de baja resistencia, por la que circula la corriente que se trata de medir. Una parte es fija y a móvil y va unida a la aguja indicadora, que se mueve por la repulsión de los dos segmentos, produciendo un par en el motor que hace girar el eje del sistema, hasta entrar en equilibrio con el par resistente que lo compensa, este último provocado por un resorte en espiral. Las escalas tienen una graduación casi uniforme en la parte central, y dejan de ser uniformes en sus dos extremos.

Los electromagnéticos son más baratos que los digitales; pueden utilizarse en corriente directa o alterna, aunque para evitar ligeros errores de lectura, conviene adquirirlos para el tipo de corriente adecuado. Estos aparatos se llegan a utilizar para medir hasta 300 Amperios. Para mayores mediciones se utilizan aparatos de 5 Amperios, pero con transformadores de corriente.

Los amperímetros especiales para corriente directa funcionan así: al circular la corriente por medir, a través de la bobina del aparato, provoca un campo magnético que reacciona con el campo del imán permanente que la rodea. Las escalas están divididas en partes uniformes y pueden medir hasta 50 Amperios. Para valores mayores se usan con un derivador exterior. Cuando el sistema es trifásico debe colocarse un amperímetro por fase. En caso que las cargas sean balanceadas podría utilizarse un solo aparato en cualquiera de las fases, pero esto en sistemas de distribución no se logra ya que la carga es variable. Otro arreglo de medición con amperímetro es usar uno solo para un sistema trifásico, y al realizar las lecturas de cada fase a través de un conmutador de amperímetro de tres vías, pero estos son arreglos que se debe analizar si convienen, para cada caso en particular.

3.2.2 Voltímetros

Se utilizan para medir tensión en voltios, de cualquier parte de donde necesitemos este tipo de medición. Se parecen mucho a los amperímetros, con la particularidad de que la bobina deber ser de alta resistencia y debe tener una gran cantidad de vueltas de alambre muy delgado en su bobina.

Puede medir directamente hasta 800 Voltios. Para mayores valores de voltaje, se auxilia del transformador de potencial y se efectúa a través de el, con el secundario de 110 Voltios.

3.2.3 Medidores de factor de potencia

Llevan una bobina de tensión y otra de corriente; la desviación de la aguja es proporcional al ángulo de fase, y como las lecturas de la escala no se refieren a los ángulos sino al coseno de ellos, para poder lograr la medición del factor de potencia, la escala no es uniforme, siendo las divisiones menores a medida que disminuye el coseno del ángulo de fase. Estos medidores tiene en su escala dos sentidos a partir de $\text{Cos}\phi = 1$, en que la aguja está en el centro de la escala. Hacia la derecha se mide adelanto de fase y hacia la izquierda se mide el atraso.

3.2.4 Frecuencímetros

Estos miden la frecuencia en hertz, de la energía que se recibe en las barras de alta tensión de la subestación, estos reciben alimentación de los transformadores de potencial, de las barras principales. Los hay de dos tipos: de aguja y lengüetas vibrantes. El de tipo lengüeta o tipo electromecánico está formado por 21 pequeñas laminillas y cada una vibra a su frecuencia natural, propia e invariable, de tal manera que tengan los rangos de 45-55 Hz, o de 55-65 Hz, según la frecuencia del sistema. En Guatemala es en el rango de 55-65 Hz, porque nuestro sistema opera a 60 Hz.

Lo peculiar de este aparato es que al someterse a la tensión de corriente alterna, la frecuencia de esta produce la vibración en la lengüeta, cuya frecuencia coincide con la señal de tensión.

El convencional o tipo aguja, es de mayor costo, debido a que es más preciso. Tiene una bobina del tipo del voltímetro, ya que su conexión es entre fases. Tiene dos núcleos, en el circuito de uno de ellos hay una resistencia por la que circula una corriente que va a ser independiente de la frecuencia. El otro núcleo del circuito es de tipo reactivo, y su corriente varía mucho con la frecuencia. Los flujos actúan sobre un disco montado excéntricamente, que gira hasta estar en equilibrio por igualdad de los dos pares motrices.

3.2.5 Vatímetros

Este es un aparato que en su arquitectura es electrodinámico, formado por dos bobinas, una de corriente en serie y la otra de tensión en paralelo. Este mide directamente la potencia real en vatios, de acuerdo a la fórmula de cálculo de potencia $V * I * \cos \phi = P$. El campo magnético creado por la bobina fija, la de corriente, reacciona con el campo creado por la bobina móvil, la de tensión, sobre la cual está fijada la aguja indicadora. Para medición trifásica se puede usar dos vatímetros monofásicos, con sus discos conectados a un mismo eje, debido a lo cual los pares de cada disco se suman algebraicamente y la lectura resultante es la magnitud de la potencia total. Y se pueden hacer más arreglos para realizar medición, a continuación mostraremos los diagramas más utilizados para medición, utilizando vatímetros monofásicos.

Figura 21 **Vatímetro monofásico**

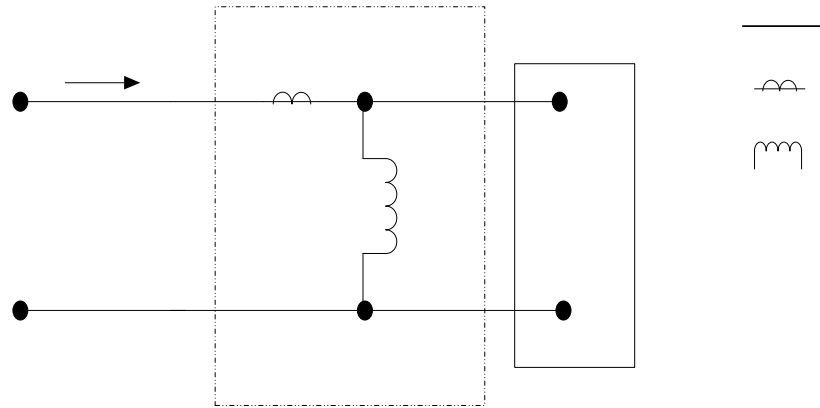
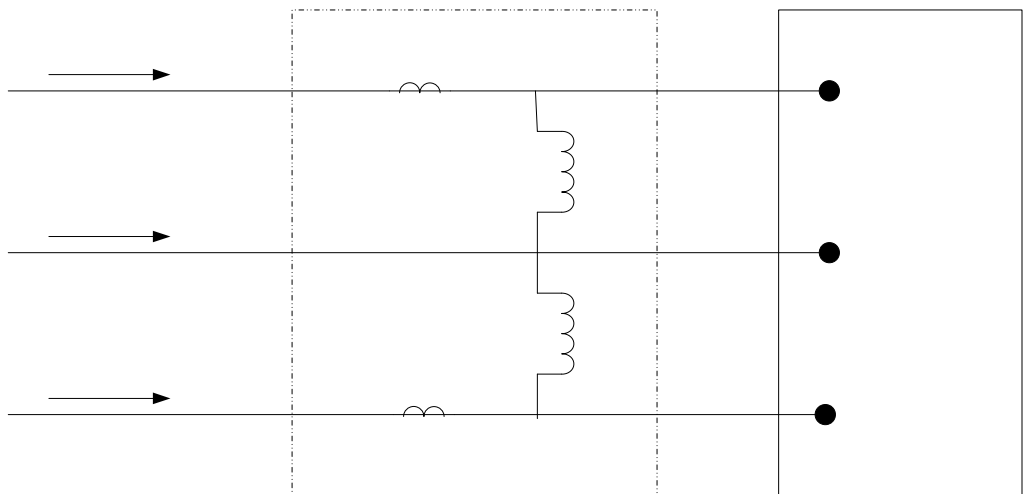
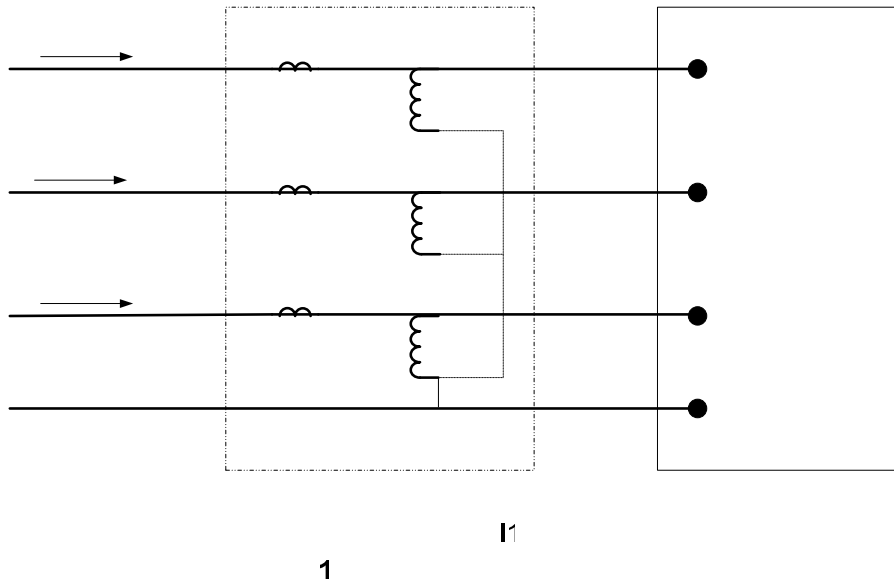


Figura 22 **Vatímetro trifásico (3 hilos) Fase**



VATIMET

Figura 23 **Vatímetro trifásico (4 hilos)**



Además de los indicadores existen registradores de eventos, estos tienen un rollo de papel movido por un mecanismo eléctrico. El papel es marcado por una aguja con tinta que señala la magnitud instantánea de la potencia en vatios.

V1N

3.2.6 Varímetro

V2N

Es muy parecido al vatímetro³ la única diferencia es que miden potencia reactiva (VAR). Cuando se conoce el valor de potencia activa P_a y el valor de potencia reactiva P_r se puede calcular la magnitud de factor de potencia, por la siguiente expresión:

V3N

$$\cos \phi = \frac{P_a}{\sqrt{P_a^2 + P_r^2}}$$

(3.1) **VATÍMETRO**

3.2.7 Vathorímetro

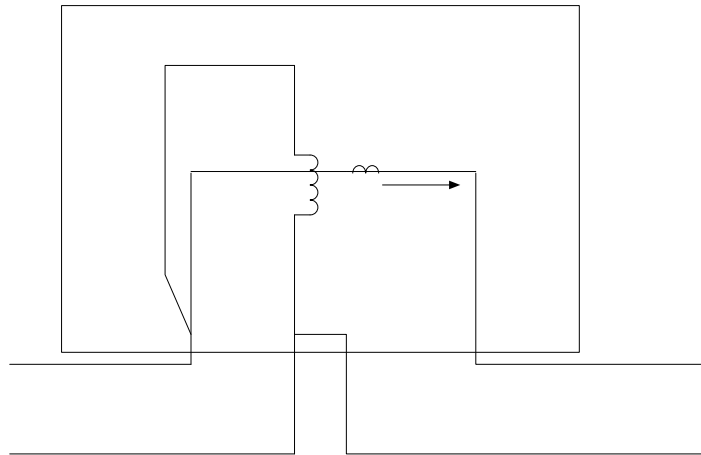
El principio es el motor de inducción, en su parte principal tienen dos bobinas montadas sobre un núcleo magnético, una de ellas está en serie con la corriente de la instalación y la otra está en paralelo con los dos conductores del circuito. El flujo resultante, debido a las corrientes de las bobinas, actúa sobre el disco de aluminio, en el que produce un par motor que es proporcional a la intensidad del campo resultante y al seno del ángulo formado por los campos de las dos bobinas. Son aparatos que integran la energía real consumida. La ecuación se puede expresar por: $\sigma = k_1 VI \cos \phi$; donde K_1 = constante del aparato, V = Tensión entre terminales, I = Corriente que circula por el conductor, σ = par motor y ϕ = ángulo de fase.

Resumiendo, el par del motor es proporcional a la potencia de la instalación, cuya energía se trata de integrar. Debido al par aplicado al disco y para que éste no se desboque, se instala un imán permanente que mantiene lenta la velocidad del mismo. Esto queda: $EI \cos \phi t = Kn$, n = número de revoluciones del disco, en el tiempo t .

La energía eléctrica desarrollada durante el tiempo t esta representada en el primer miembro de la ecuación anterior, registrando el número de revoluciones del disco, en el mecanismo integrador y multiplicando este dato por la constante K de proporcionalidad del aparato, se obtiene la energía consumida por la instalación, en kilovatios-hora.

La conexión de estos aparatos se efectúa recibiendo las señales de corriente y de tensión de los secundarios de los transformadores de medición. A continuación veremos de forma esquemática un vathorímetro monofásico y trifásico.

Figura 24 **Vathorímetro monofásico**



3.2.8 **Varhorímetros**

Estos integran la energía reactiva que circula por la instalación, son análogos a los vathorímetros, con la diferencia que estos miden: $VI\sqrt{3}\text{sen}\phi = Kn$, en este los flujos proporcionados por las bobinas respectivas deben tener magnitud y dirección convenientes, para lo cual se necesitan conectar las bobinas en forma diferente al caso anterior, y se pueda obtener la expresión arriba indicada en función del seno y no del coseno.

Vfn

3.3 Sistemas de medición

Los sistemas de medición pueden ser: Locales, Remotos y combinación de los dos anteriores. En el caso de medición local, todos los equipos se encuentran dentro de la subestación, instalados en paneles especiales. Dentro de los paneles se lleva un orden de cableado, normalmente se utiliza conductores de calibre 2X10 AWG para alimentación de corriente y de 2X12 AWG para la tensión, esto si la distancia es menor de 100 metros. Para distancias mayores hay que realizar un diseño tomando en cuenta la caída de tensión debido a la distancia.

En el caso de medición remota, se debe considerar un medio de comunicación para transmitir datos dirigidos a un centro de control del sistema. Debido a que los equipos de telecontrol no pueden manipular señales de voltios o amperios, se conectan estas señales por medio de transductores, que no son más que aparatos que traducen una medida física en eléctrica. Estos trabajan en el orden de milivoltios y miliamperios, señales que maneja el equipo de telemedición que las envía a una terminal de control de la Unidad Terminal Remota (RTU).

La RTU es la encargada de enviar las señales hasta el centro de control del sistema. Las mediciones más comunes que se envían son: corriente, tensión, frecuencia y potencia activa y reactiva, que fluye en líneas y bancos.

En el caso de combinar un sistema local con uno remoto, es porque se sobrepasa los cien metros, resulta mejor para el diseñador en costo utilizar transductores de corriente, tensión y de potencia activa y reactiva, que convierten las señales de los transformadores de instrumento, en magnitudes de miliamperios de corriente directa, lo que permite utilizar cable telefónico, con calibre 22 AWG. Este cable llega por medio de toda la canalización hasta los tableros donde entra a ellos y también a la RTU, y de aquí marcha por cualquier medio de comunicación ajustado a las necesidades, y se logra comunicar al centro de control deseado.

3.4 Medición en la subestación

Dentro de la subestación las mediciones se suelen tomar en las siguientes áreas: bancos de transformadores: se mide potencia real, reactiva y corriente, líneas y cables: líneas de transmisión y cables de potencia en la entrada a la subestación es conveniente medir potencia real y reactiva, así como la energía que se entrega y recibe.

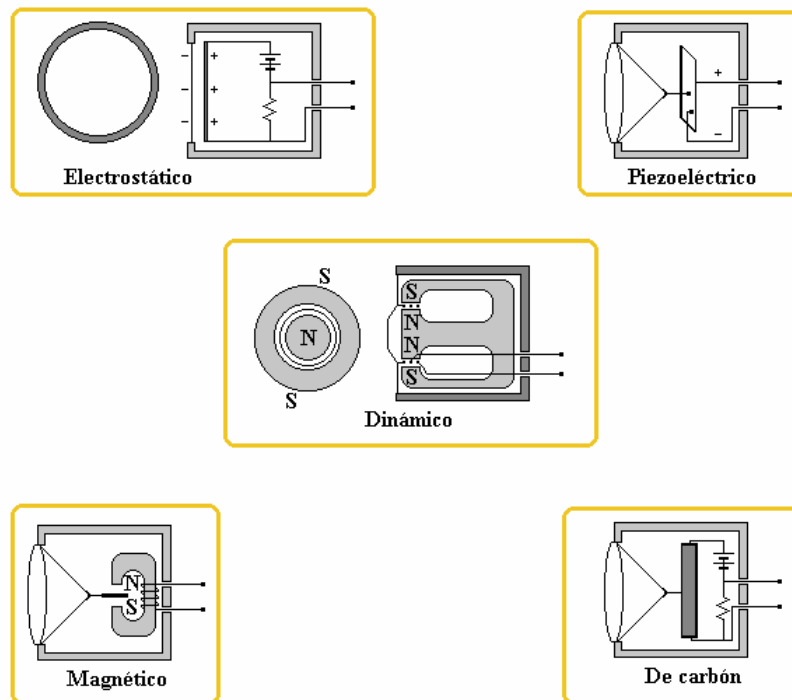
En las barras solo se mide tensión en una sola fase. También es conveniente medir la frecuencia de las barras de mayor tensión.

En los alimentadores de distribución es conveniente medir la corriente de las tres fases, aquí se utiliza un amperímetro a través de un conmutador. En los bancos de capacitores, es suficiente medirles potencia reactiva y/o corriente.

3.5 Comparativa entre medidores y transductores

Un transductor es un dispositivo que convierte una señal de un tipo de energía en otra. La base es sencilla, se puede obtener la misma información de cualquier secuencia similar de oscilaciones, ya sean ondas sonoras (aire vibrando), vibraciones mecánicas de un sólido, corrientes y voltajes alternos en circuitos eléctricos, vibraciones de ondas electromagnéticas radiadas en el espacio en forma de ondas de radio o las marcas permanentes grabadas en un disco o una cinta magnética.

Figura 25 Esquemas de clases de transductores



Los conceptos anteriores son generales ahora nos internaremos un poco más a los transductores utilizados para monitoreo eléctrico. Para monitoreo de potencia y energía específicamente tenemos algunos transductores con características más particulares a nuestra aplicación. Utilizando estos dispositivos en combinación de un sistema de monitoreo a distancia podemos controlar, monitorear y obtener reportes de gran importancia para nuestro modelo. Estos transductores ofrecen medidas eléctricas precisas, salidas compatibles, son compactos, de fácil instalación, se interfazan con transformadores de corriente de 5ª o CT's miniatura y algo muy importante la instalación de bajo voltaje.

Figura 26 Transductor avanzado de energía

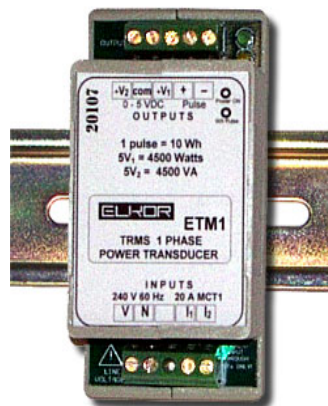


La figura 24 nos muestra un transductor avanzado de energía, que agrega la energía comprensiva y exacta que supervisa los sistemas de control y energía. Puede ser instalado en sencillo, partido o tres fases. Además de permitir 4 salidas análogas da también una salida digital. Nos ofrece una comunicación digital en RS-485, y nos permite monitorear hasta veinte parámetros eléctricos.

Características:

- Alta precisión (0.5%), true RMS
- Señales de salida óptimamente aisladas (hasta 3250V)
- Señales de salida compatibles con cualquier sistema estándar EMS
- Comunicación digital vía RS-485 (MODBUS RTU)
- Acepta voltajes hasta 600VAC directamente
- Cálculos de la demanda de la ventana del balanceo
- Módulo display remoto opcional
- Bajo costo

Figura 27 Transductor de potencia para una fase



La figura 25 nos muestra un transductor de potencia de RMS real, que entrega pulsos proporcionales al consumo de energía (watt-hora) y dos señales análogas proporcionales a otros parámetros.

Características:

- Medidas precisas (True RMS).
- Compatible con EMS : Pulsos SPDT lentos para DDC, Pulsos de 100ms estándar para totalizadores y contadores, dos salidas análogas de 5 V.
- Conexión directa a 240VAC.
- Sensores de corriente estándar de 5A o MCT pequeños Que pueden eliminar la necesidad de transductores de potencia.
- Inmunidad contra conexión inversa.
- Instalación fácil y rápida (Din Rail).

Figura 28 Transductor de potencia de fase partida

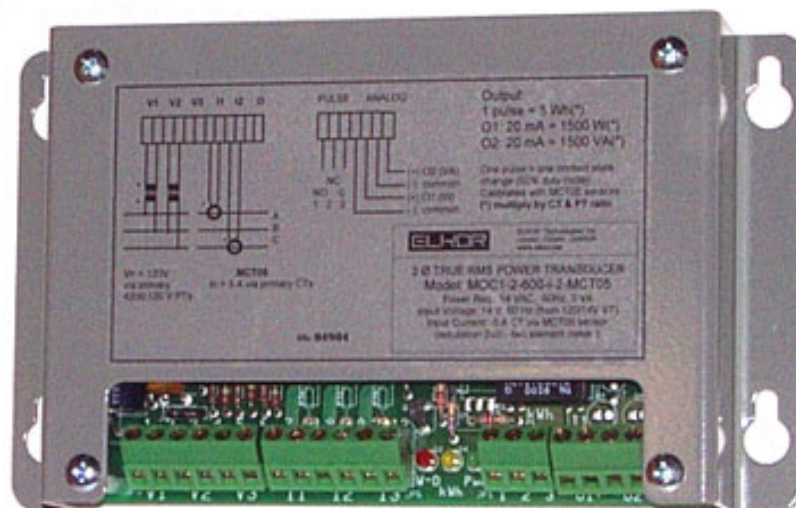


La figura 26 nos muestra un transductor de potencia de RMS real de fase partida, de muy bajo costo, que entrega pulsos proporcionales al consumo de energía (watt-hora) y 2 señales análogas proporcionales a otras potencias.

Características:

- Medidas precisas (True RMS).
- Compatible con EMS: Pulsos SPDT lentos para DDC, Pulsos de 100ms estándar para totalizadores y contadores, dos salidas análogas de 5 V.
- Conexión directa a 240VAC.
- Sensores de corriente estándar de 5A o MCT pequeños Que pueden eliminar la necesidad de transductores de potencia.
- Inmunidad contra conexión inversa.
- Instalación fácil y rápida (Din Rail).

Figura 29 Transductor de potencia para tres fases

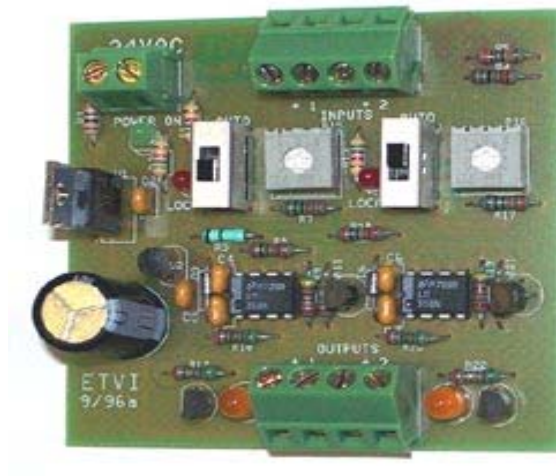


La figura 27 nos muestra un transductor de potencia trifásico (True RMS), de muy bajo costo, que entrega pulsos proporcionales al consumo de energía (watt-hora) y 2 señales análogas, una entrega valor instantáneo de la potencia real (Watts), y la otra puede ser configurada para entregar VA, corriente promedio, voltaje promedio o factor de potencia.

Características:

- Medidas precisas (True RMS).
- Señales de salida compatibles con EMS: Pulsos lentos para kW/h, y 0-5 VCD (o 4-20mA opcional) para kW o kVA, Iabc, Vabc o Factor de potencia.
- Conexión directa a 600 VAC con transformadores aislados incluidos.
- Sensores de corriente estándar de 5A, que pueden eliminar la necesidad de transductores de potencia.
- Ideal para instalaciones de bajo voltaje.
- Comunicaciones por RS485.

Figura 30 **Transductor de voltaje a corriente**



Las características principales del transductor de la figura 27, son:

- Solución de bajo costo
- Alta exactitud
- Bloqueo de salida manual
- Indicador de lazo de corriente
- Pequeño y fácil de instalar

Aplicación: La tarjeta de dos canales ETVI convierte voltaje análogo, típicamente de 0 a 10 VCD, en una señal industrial estándar de 4-20 mA. Esta tarjeta puede ser utilizada para interfazar un panel DDC genérico, que entrega una señal de voltaje, con cualquier dispositivo activado por corriente.

Los anteriores transductores son solo unos ejemplos. Existe una gran gama y variedad de tipos, y marcas, pero lo que nos debe importar es que son dispositivos de bajo costo y que son fundamentales para monitorear a distancia, pues son los encargados de darle la información a las RTU.

3.6 Multimeditores

Los multimeditores, son dispositivos electrónicos que se han ido perfeccionando cada día. Son de un costo mayor, pero la aplicación es de ubicarlos en el lugar a monitorear, algunos poseen puertos de comunicación integrados de donde podemos obtener la información que vaya por medio de una RTU, en otras palabras podemos interrogarlo por este puerto.

Características generales del multimedidor para tablero:

- 96 x 96 x 70mm, electrónico
- Visualiza 18 parámetros eléctricos: 3U, 3I, 3 Imáx., 3 cosØ, 3 P, P Total, cosØ Total, Hz
- Conexión estrella, 3 fases + neutro
- Tensión de entrada: 220 / 380V AUTO ALIMENTADO
- Visualización de gran luminosidad de 3 dígitos
- Precisión de los datos de 0,5% en V y 1 – 1% en P
- Entrada de corriente CT/5, programable de 5 – 800A
- Entrada de corriente CT/5, programable de 50 – 8000A

Algunas características adicionales que hacen más ventajoso un multimedidor son:

- 42 Parámetros eléctricos
- Comunicación serial RS 485 desde uno hasta 247 equipos y la computadora (utilizable para sus funciones administrativas).
- Cuenta con dos relés de alarma completamente programables (parámetro, umbral, temporizado e histéresis)
- Programable para tarifas horarias, horarios contratados y cogeneración.
- 2 entradas de sincronismos con contadores externos.
- Medidores de energía internos (2 medidores principales – KWh y KVARh – más 4 medidores para diferentes opciones tarifarias o cogeneración).
- Medidor de temperatura con sensor interno.
- Medidas de parámetros (V, I, P, etc.) en RMS real que incluye hasta la 16ª armónica.

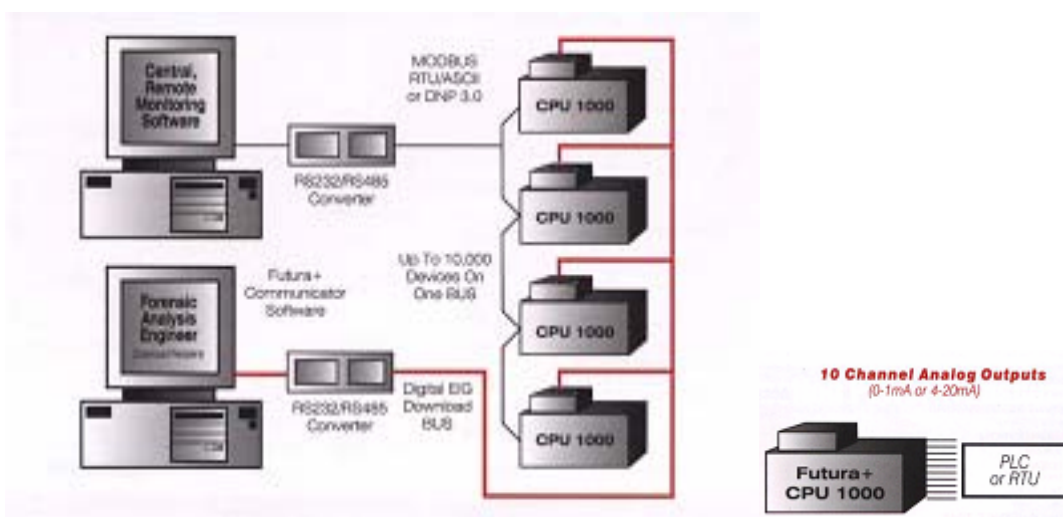
- Acceso directo en el instrumento a las lecturas mediante 5 display luminosos.
- Aislamiento galvánico de las entradas y salidas.
- Cambios de escala automáticos.
- Operación digital para alta estabilidad en la medición.
- Instalación a puerta de tablero, dimensiones 96 x 96mm.
- Programable para usar en B.T., M.T. y A.T.
- Tiempo de integración programable.
- Medición con clase 0,25% entre 20mA y 6 A y 20 Vca a 750 Vca
- Cálculo de potencia con clase 0,5% y energía con 1%
- Consumo 5 VA
- Burden para los Transformadores de Corriente: despreciable.
- Resolución de los medidores de energía desde 0,0001 KWh a 99.999.999,9999KWh.
- Registro de los contadores de energía y Demanda máxima en EEPROM (Retención por 20 años sin alimentación ni batería)

Las anteriores características no son rígidas, varían de marca a marca, pero si podemos darnos cuenta de lo potente que es un multimedidor con ciertos arreglos adicionales como lo veremos a continuación, la desventaja es el costo, son mucho más costosos que los transductores, pero dependiendo la aplicación así se pueden utilizar. Nos dan un apoyo mucho más completo tanto localmente como remotamente, cada día los multimedidores son más precisos con toda la electrónica y desarrollo que estos poseen, es por eso que en nuestra comparación nos inclinamos por los multimedidores, claro haciendo arreglos muy peculiares para cada aplicación. Las casas constructoras cada vez comercializan mejor sus productos dándonos muchas ventajas para diseño.

Figura 31 **Multimedidor con transductor incorporado, con puerto de comunicación**



Figura 32 **Esquema posible de multimedidores en cascada**



Como observamos en la figura 28, encontramos un multimedidor conectado a un transductor muy avanzado, ya que este posee ciertas características que hacen el arreglo muy especial, este multimedidor acoplado con un transductor, puede medir algunos parámetros como: Voltaje, Corriente, Vatios, VAR's, VA, Factor de Potencia, Frecuencia y Energía. Puede servir para análisis de armónicos, también monitorea forma de onda. Este medidor tiene incorporado un sofisticado monitoreo de los parámetros a medir, además cuenta con una memoria y un compresor de datos, que nos da acceso inmediato a un historial de mediciones, estos pueden ser accesados tanto como entrada o como salida desde el medidor. Si se requiere guardar información por más tiempo también posee un modulo que se acopla y que guarda datos por tres meses. También posee varios puertos entre ellos puerto de comunicación que en la figura 29 observamos como se puede esquematizar para una determinada aplicación.

Capacidades de comunicación avanzadas: dos puertos de comunicación digital, protocolo de comunicación Modbus y DNP 3.0, 10 canales de retransmisión analógica (0-1 o 4-20mA), hasta conectividad de cuatro displays remotos.

Diseño especial para subestación: entrada de voltaje aisladas ópticamente, fuente de poder universal para AC y DC, cumple con ANSI C62.41 (6kV Impulsos de Voltaje), IEEE SWC c.37.90.1., diseñado para condiciones extremas en el ambiente donde se encuentre.

En síntesis podemos decir que un transductor tiene ventajas ante el multimedidor y viceversa, debido a que dependemos de la aplicación. Para aclarar este punto mencionaremos algunos casos:

- Si necesitamos parámetros eléctricos individuales, el transductor tiene ventaja ante el multimedidor.
- Si queremos tener medición trifásica, el multimedidor tiene ventaja ante el transductor, porque en costo casi sería muy parecido.
- El multimedidor permite hacer mediciones más completas y permite tener comunicación, almacenamiento y despliegue visual de parámetros.

Se depende de los costos y de la aplicación que necesitemos, también de la Unidad Terminal Remota, para poder evaluar cual es la mejor alternativa a utilizar.

4. SISTEMA DE CONTROL Y ALARMAS

Dentro de una subestación debe tenerse la facilidad de efectuar ciertas maniobras en forma manual, automática y a distancia, cuando así se requiera, por lo que se debe contar con un conjunto de circuitos en baja tensión, para poder conseguir tener el control del sistema eléctrico.

4.1 Formas de control

Como ya se indicó, puede haber las siguientes formas de control:

- Control Manual
- Control Automático
- Control Local
- Control Remoto (Telecontrol)

Por el objetivo de esta tesis, no hablaremos del control manual ni del automático, que están implícitos en la misma, por eso explicaremos el control local y remoto que son los que nos ayudan a entenderlo que es un monitoreo en tiempo real.

4.1.1 Control local

Este tipo de control se utiliza aun en subestaciones donde el hombre es importante, debido a que se debe contar con operadores que hagan las distintas operaciones manuales que se necesitan dentro de la subestación, comunicados por vía radio o cualquier otro medio de comunicación eficiente que se disponga. Este tipo de control se puede mezclar en las subestaciones telecontroladas, esto con el fin de que se pueda realizar maniobras a nivel local en la subestación cuando se requiera debido a una falla inesperada o por mantenimientos, ya que siempre se realizan pruebas después de un mantenimiento o después de reparar cualquier equipo.

4.1.2 Control remoto

Este tipo de control es el actualmente más aplicado porque no necesita de operadores y se le puede considerar desatendida, se controlan desde un centro de operación del sistema donde se encuentre inmersa dicha subestación a controlar, este centro ubicado remotamente, se puede controlar localmente si se requiere.

4.2 Dispositivos y elementos utilizados en sistemas de control

4.2.1 Elementos de mando

Son los que sirven para operar, por medio de interruptores y cuchillas, el equipo de alta tensión dentro de la subestación y equipos auxiliares:

- Cambiadores de derivaciones automático con carga
- Cuchillas de puesta a tierra
- Cuchillas de fases
- Interruptores

4.2.2 Dispositivos de control automático

- Transferencia de Potenciales
- Transferencia de Alimentadores
- Cambiadores de derivaciones en transformadores
- Sincronización
- Recierre de Interruptores

4.2.3 Dispositivos de alarma

En la actualidad hay equipos inteligentes para este tipo de necesidad de avisos o alarmas, que en el pasado eran como los avisos por medio de audio y visible (sonoro y luminoso), que pocos parámetros nos podían dar como información de algún evento que había sucedido dentro de la subestación, como por ejemplo, un evento del transformador, interruptor, cuchillas, etc.

4.2.4 Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección y auxiliares están de cierto modo conectados a elementos de control y se pueden conjuntar con ellos para librar una falla.

- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente
- Relevadores de protección y auxiliares
- Equipos de comunicación (importante en el control)

4.2.5 Dispositivos de medición

Estos ya los describimos en el capítulo anterior, por lo cual solo los mencionaremos:

- Vatorímetro
- Varhorímetro
- Vármetro
- Voltímetro
- Amperímetro

Es conveniente unir estos dispositivos al sistema de control ya que debido a una variación de algún parámetro dentro de la subestación, puede ocurrir que se dispare la subestación, por lo que nos interesa en sobremanera tener el control de la carga o instalación, en el momento que sea necesario.

4.2.6 Aparato registrador

Estos, como su nombre lo indica, registran información que se produce dentro de la subestación, ya sea un disturbio dentro o fuera de la misma. Se registran eventos secuenciales de relevadores e interruptores. Esto porque detecta la secuencia de maniobras y señalizaciones de un sistema.

4.2.7 Dispositivos de mando y señalización

- Mímico de barras
- Lámparas de señalización tipo industrial
- Conmutadores de control
- Tableros de control

- Interfase Hombre- Máquina

4.2.8 Cables de control

Son los medios físicos donde circula corriente en las instalaciones de control. Con estos se logra la conectividad necesaria para relevadores de protección y aparatos de medición, a partir de los transformadores de protección y medición correspondientes. Además existen tableros donde se colocan los cableados y además sostienen los equipos antes mencionados y donde llegan los cables de control de la subestación, por medio de ductos subterráneos.

Figura 33 Cableado dentro de un gabinete de un relevador de protección

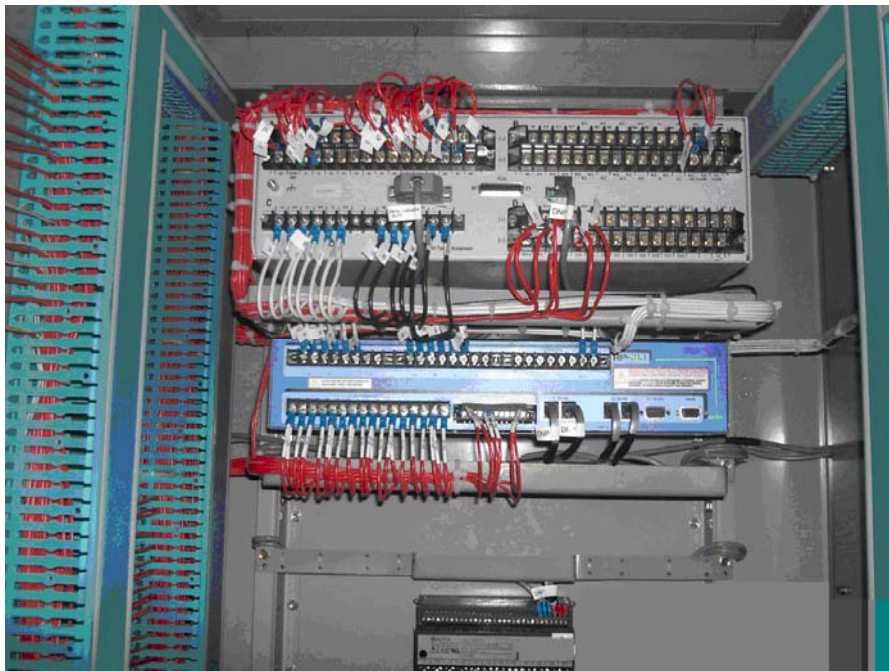


Figura 34 **Cableado dentro de un gabinete de cuadro de alarmas y RTU**

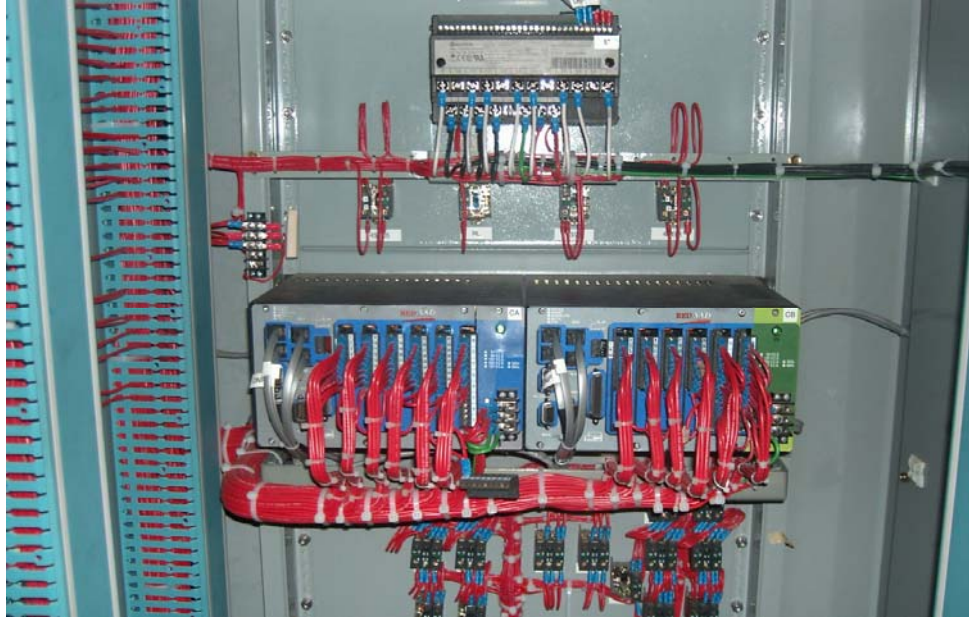


Figura 35 **Cableado dentro de un gabinete de los transductores y relés**

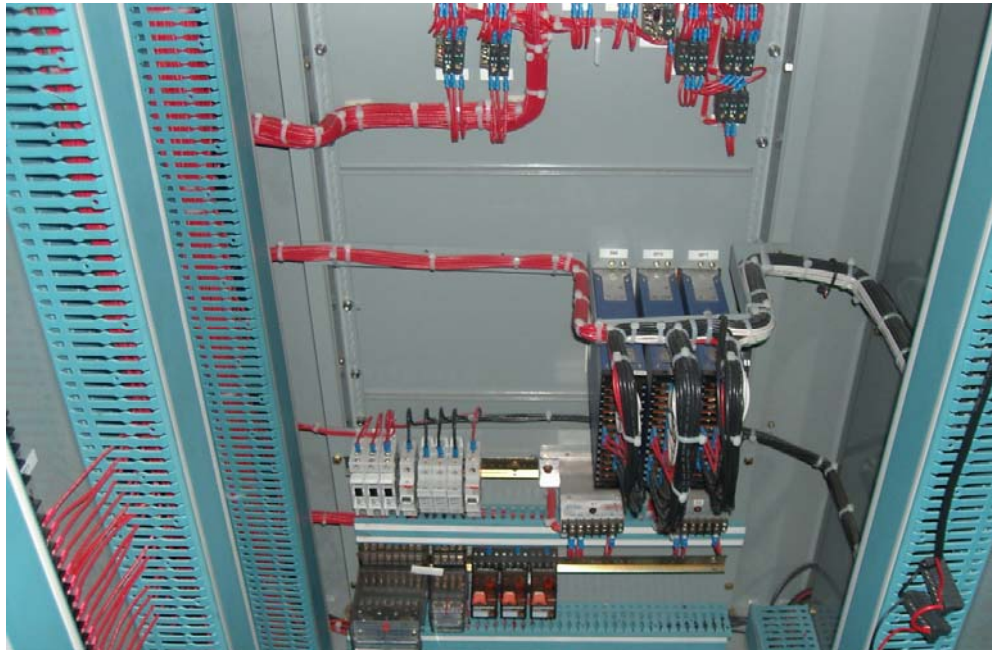


Figura 36 Relevadores de protección instalados en un tablero de control



Figura 37 Control de bahía de subestación con mímico digital



Figura 38 Equipo de comunicación e interfase local hombre-máquina



Figura 39 **Tableros de control con equipos montados**



4.3 Características de los elementos de control

El control puede ser de tipo control local con operador humano y de tipo telecontrol sin operador, este lo trataremos en detalle más adelante ya que la tendencia es desatender las subestaciones.

Para señalizaciones se usan comúnmente de lámpara verde y roja, y de lámpara de luz fija e intermitente.

Existen bloqueos que se realizan por medio de dispositivos como: Recierres, cuchillas de conexión a tierra, cuchillas convencionales e interruptores. Para desatender una subestación debe pensarse siempre en automatización de: recierre de alimentadores en anillo, transferencia de los alimentadores en anillo, transferencia de bancos de transformadores, transferencia de transformadores de potencial y sincronización.

Existen sistemas como protección primaria, alarmas, telecontrol, protección de respaldo, que utilizan corriente directa de alimentación, su conectividad se realiza de forma radial e independiente.

Los dispositivos de mando pueden utilizarse en dos tipos de sistemas para la operación, desde tableros como en la figura 36 o en los interruptores y cuchillas en campo. Con los circuitos de corriente directa que se utilizan para mando, el control automático y las alarmas son controlados desde un centro de control local, protegiendo los circuitos y controlándolos de forma individual, esto para que no exista dependencia en los otros circuitos contiguos de la subestación. Los circuitos de control deben tener sus protecciones, las protecciones son termomagnéticas ubicadas en un lugar principal de mando. Cuando se acciona el interruptor toca una alarma y se enciende un indicativo luminoso en el lugar principal de mando, esto con el fin de hacer visible una alarma.

La alimentación del lugar principal de mando se conecta desde el tablero de servicio de la subestación a través de los interruptores termomagnéticos correspondientes. Esto puede ocasionar que al activarse una protección del lado de alta tensión, el interruptor correspondiente no opere debido a que el termomagnético de la alimentación de corriente directa esté abierto; por ello debe instalarse en los interruptores una protección de respaldo local siempre, esto porque siempre lo que se trata es de eliminar las fallas. Para evitar que exista un error humano, de abrir un juego de cuchillas, sin haber bloqueado el interruptor, se procura que el control de las cuchillas que opera de forma motorizada desde el tablero de mando, esté provisto de contactos de bloqueo, tanto en el circuito de apertura como en el cierre, esto para asegurar que mientras que el interruptor no este abierto no se accione.

Al automatizar es conveniente diseñar una lógica secuencial de las operaciones que deseamos que se realicen, para minimizar los errores humanos y poder de alguna forma garantizar rapidez de maniobras y protección de los equipos importantes dentro de la subestación. En los alimentadores de distribución se debe incluir un recierre que es un proceso que se activa al producirse una falla, con esto se opera la protección correspondiente que es la encargada de abrir el interruptor, esto por medio del relevador de recierre correspondiente. Cuando las líneas de circuito entran a la subestación por vía aérea las fallas en su mayoría son por causas momentáneas y no frecuentes, esto no provoca mayor daño en las instalaciones, desconectando y conectando el circuito después de un tiempo, este tiempo es el considerado en el diseño. Para esto se utilizan relevadores de recierre que pueden realizar hasta cuatro operaciones, después de estas cuatro operaciones queda bloqueado hasta que intervengan los ingenieros de campo y se indague la causa de la falla. Con alimentadores que entran vía subterránea, nunca se instalan dispositivos de recierre, ya que al producirse la falla, esta es de carácter permanente y si existe un recierre lo único que ocurriría sería dañar más el cable.

4.4 Cuadro de alarmas y registrador de eventos

Un cuadro de alarmas es un equipo microprocesador que una vez que se ha puesto en servicio debe operar libre de mantenimiento. Este equipo de forma autónoma detecta los eventos (alarmas), los registra en su memoria no volátil de tipo flash, presenta reportes impresos o en su pantalla y acepta comandos locales también. Dependiendo el equipo, tiene un software especial para operarlo y comprender sus estados en forma visible.

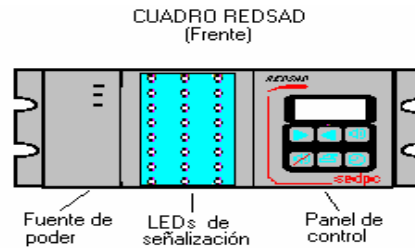
El software permite monitorear, en un solo puerto, hasta 32 equipos de alarma o PLC's de marca SEDPC, en otras marcas puede variar este parámetro, así como la presentación del software, aunque pueden coincidir en muchos aspectos. Pero para efectos didácticos tomaremos el cuadro de alarmas y registrador de eventos de la marca SEDPC, por ser marca que desarrolla en idioma español y por haber tenido acceso a su planta de desarrollo de automatismos de subestaciones eléctricas.

En una computadora podemos señalar las alarmas en un entorno gráfico (diagramas unifilares), así como la obtención de reportes y el monitoreo del estado de todos los equipos. Si por algún motivo se desconecta la computadora, no hay problema, los cuadros son unidades independientes que desempeñaran su trabajo sin importar si están o no conectados a la computadora.

4.4.1 Generalidades del cuadro de alarmas y registrador de eventos

El cuadro de alarmas y registrador de eventos REDSAD permite detectar cambios de estado ON/OFF en los voltajes que alimentan sus 24 entradas con una resolución de 1 milisegundo. Cuando en una entrada se presenta el estado asociado con una alarma (puede ser ON y OFF), se genera una señal de alerta audible y luminosa. El cuadro registra dentro de su memoria flash (no volátil) el punto, la fecha, la hora, el segundo y el milisegundo en que se detectó el evento. Puede detectar eventos simultáneos en los 24 puntos, manteniendo la resolución de 1 milisegundo.

Figura 40 Vista del cuadro **REDSAD**



Como se observa en la figura 37 tiene un panel de control que lleva integrado una pantalla de LCD (pantalla de cristal líquido) para lectura de la información registrada. El reporte incluye una etiqueta, previamente definida por el usuario, para cada uno de los puntos alarmados. El operador puede interactuar directamente con el cuadro localmente por medio de una botonera que trae o mediante computadora personal, ya que cuenta con interfases necesarias. El uso de computadora da una dimensión mayor al equipo pues permite la concentración de toda la información en un solo punto, su manejo más eficiente, y el control-monitoreo de los cuadros en forma remota con el auxilio de gráficos y diagramas unifilares.

Para una correcta interpretación de la descripción, conviene considerar las siguientes definiciones:

- El estado de una entrada puede ser ON u OFF. Se dice que hay un ON cuando se aplica el nivel nominal de voltaje entre la terminal correspondiente y el común. Existe un OFF cuando no hay voltaje aplicado.

- Evento se define como el cambio de estado de una entrada.
- Un registro se constituye por la información de uno o varios eventos que ocurren en cierto milisegundo específico.
- Una alarma se refiere a la condición anormal (cambio de estado) de una entrada específica.

El equipo determina el inicio o el fin de una alarma bajo los siguientes términos:

- Si la lógica de disparo para la entrada es positiva, se detecta el inicio de una alarma cuando la señal pasa de cero voltios al voltaje nominal de la entrada (que puede ser 24 voltios, 48 voltios y 125 voltios, en este equipo específicamente). Se detecta el fin de la alarma cuando el voltaje en la entrada regresa a cero voltios.
- Si la lógica de disparo para la entrada es negativa, se detecta el inicio de una alarma cuando la señal pasa del voltaje nominal a cero voltios. Se detecta el fin de la alarma cuando la entrada pasa de cero voltios al voltaje nominal.

Cuando se detecta un evento, la información conformada por la fecha, la hora, el milisegundo y la entrada en que ocurrió, se registra en la memoria no volátil. Con el registro de la hora y punto de los eventos, se almacena también la indicación de inicio o fin correspondiente a cada alarma.

Hasta 1246 registros pueden ser guardados antes de que se llene el espacio reservado para este fin en la memoria FLASH. Una vez que se llena la memoria FLASH, si no se borra mediante una indicación expresa, los últimos registros se comienzan a almacenar en un buffer circular de 178 registros.

El operador puede indicar el borrado de la memoria FLASH directamente desde el panel del equipo, o remotamente desde el programa de aplicación.

Cuando la memoria está llena los últimos registros se almacenan en memoria no volátil. No se debe desconectar el equipo bajo estas circunstancias, pues se perdería la información no respaldada en la memoria FLASH. De hecho el buffer en RAM es un área de emergencia, una vez que se llena la memoria FLASH en este buffer se localizan los últimos 178 registros de alarma. Lo anterior significa que el operador siempre tiene acceso a los últimos eventos, a pesar de que se llena la FLASH.

Cuando en el diseño se dispone una computadora para el monitoreo permanente de los cuadros, el proceso de actualización y respaldo de los registros de alarma se realiza de manera automática, sin intervención del operador.

Hay que recordar que es responsabilidad del operador proveer a su computadora de suficientes recursos de memoria en disco duro, así como del mantenimiento de la instalación de comunicación entre los equipos, a fin de garantizar la integridad de los respaldos de monitoreo.

Si no se contempla en el diseño una computadora dedicada, se recomienda conectar periódicamente los cuadros a una computadora a fin de actualizar el disco duro con los últimos registros de las alarmas. El operador puede detectar fácilmente cuándo se ha llenado la memoria FLASH con el registro de eventos, si observa el número de registros en la pantalla del cuadro. Cuando se han almacenado 1246 registros se llena la FLASH y entonces podemos observar en la pantalla que se muestra al número de registros precedido por un signo "+". El signo más indica que el buffer en RAM contiene los últimos registros, en vista de que la FLASH se ha llenado.

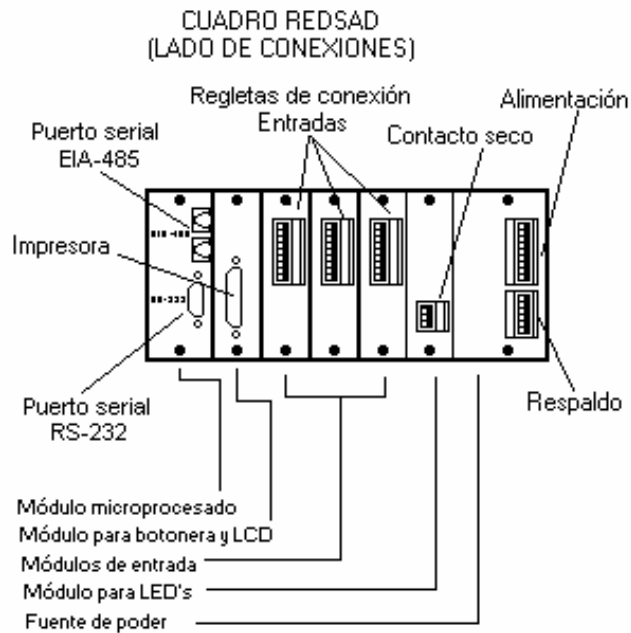
Una característica importante del equipo es que el operador define la lógica de disparo para cada una de las entradas. Dicha lógica de disparo, como ya se vio, puede ser positiva o negativa.

Cuando se detecta el inicio de una alarma, se procede a alertar al operador mediante una señal audible intermitente, mientras que en el panel de LED's la señal luminosa asociada a la entrada hace lo propio para marcar el punto con problemas. Tanto la señal audible como la luminosa permanecen en el proceso de alerta hasta que se oprime el botón de CALLAR. De cualquier forma, si no se oprime CALLAR, el equipo automáticamente se silencia después de haber transcurrido un minuto a partir de la última alarma detectada.

Durante el proceso de alerta también se activa el contacto seco auxiliar (NA/NC). Este contacto permanecerá activo hasta que se oprime el botón CALLAR o se silencia el equipo de manera automática.

Cuando se detecta el fin de una alarma, se registra el evento pero no se realiza el proceso de alerta. Si después de que se calla al equipo, algún punto mantiene su señal luminosa encendida, significa que en la entrada correspondiente prevalece la condición de alarma. En esta situación se dice que el problema permanece. Si en cambio, al callar al equipo notamos que el punto alarmado muestra su señal luminosa apagada, podemos concluir que ocurrió una alarma transitoria.

Figura 41 **Vista de las conexiones que posee el cuadro de alarmas**



4.4.2 Módulos del cuadro de alarmas y registrador de eventos

Este cuadro es un controlador modular constituido por diferentes bloques especializados y elementos funcionales:

- Módulo microprocesado
- Módulo de entradas digitales
- Módulo de interfaz para pantalla y botonera
- Pantalla LCD y botonera
- Módulo para LED's de señalización
- Módulo con fuente de poder
- Convertidor RS-232 a RS-485, si se va a utilizar la interfaz de comunicación RS-485, un módulo accesorio para la PC.

4.4.2.1 Módulo microprocesado

Este módulo incluye al microprocesador de 8 bits que ejecuta los programas; los dispositivos de memoria para almacenamiento; la lógica de control que permite el intercambio de información con los módulos de entrada/salida y la circuitería de interfase para las comunicaciones. Este módulo se identifica fácilmente pues muestra en su frente un puerto DB-9 para la interfaz RS-232 y dos conectores tipo RJ-11 para la interfaz RS-485.

4.4.2.2 Módulo de entradas

Este módulo de ocho entradas digitales y puede aceptar señales en voltaje de 125V cd / 127V ca, 48 V cd ó 24 V cd. Asegúrese de aplicar siempre el voltaje nominal especificado.

Los módulos de entrada digitales proporcionan un receptáculo macho para la regleta de conexión de 9 terminales: 8 terminales para las entradas y una para el punto común.

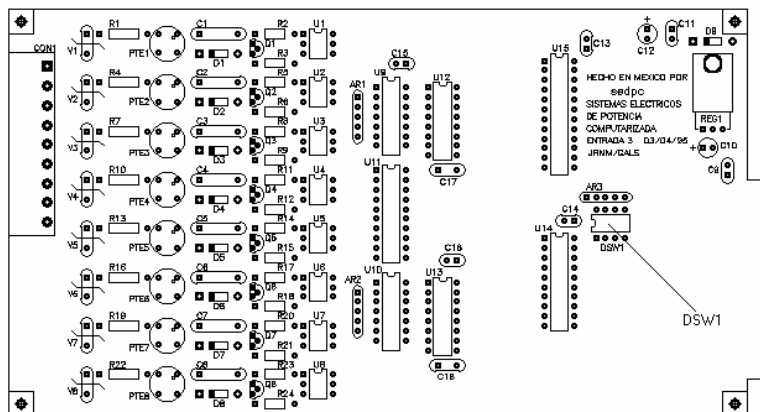
Tabla III Codificación de los números para tarjetas de entrada

Número	DSW1.1	DSW1.2	DSW1.3	DSW1.4	
0		OFF	OFF	OFF	OFF
1		OFF	OFF	OFF	ON
2		OFF	OFF	ON	OFF
3		OFF	OFF	ON	ON
4		OFF	ON	OFF	OFF
5		OFF	ON	OFF	ON

Nota: El número está codificado en binario. El switch en la posición de ON indica un 1 y en la de OFF un 0. El bit más significativo (MSB) del número binario corresponde a la posición DSW1.1 y el bit menos significativo a la posición DSW1.4.

Cada tarjeta de entrada debe tener un número para poder ser direccionada por el módulo microprocesado. A fin de codificar este número, cada tarjeta cuenta con un DIP switch de configuración (DSW1). Estas tarjetas pueden tener cualquiera de los números mostrados en la tabla 3.1, siempre y cuando no se repita la misma combinación de switches en más de una tarjeta.

Figura 42 Localización del DIP switch DSW1 en tarjetas de entradas



4.4.2.3 Módulo de interfaz para pantalla y botonera

Esta tarjeta se compone de la lógica necesaria para el manejo de una pantalla LCD y la botonera del panel de control. Esto hace posible el despliegue de mensajes en la pantalla LCD y la interacción con el equipo a través de los botones. Adicionalmente, este módulo proporciona un puerto paralelo para impresión y una pequeña bocina para emitir sonidos de alerta. Este módulo se puede identificar fácilmente ya que muestra un conector DB-25 hembra rotulado con una impresora.

4.4.2.4 Panel de control

El panel de control se encuentra en la cara frontal del equipo. Se compone por una pantalla LCD de 2 renglones por 16 caracteres y 6 botones de membrana debidamente rotulados. El operador recibe mensajes del equipo a través de la pantalla y responde a esto a través de la botonera.

Figura 43 **Panel de Control**



Existe una tarjeta de control para la pantalla LCD y la botonera, por lo tanto, el panel de control solo funcionará correctamente si dicha tarjeta se encuentra debidamente instalada y conectada.

4.4.2.5 Módulo de LEDs para señalización

La señalización luminosa opera gracias a dos módulos: la tarjeta de control para LEDs y el módulo con los LEDs. La tarjeta de control se conecta al bus y proporciona las señales que manejan a cada uno de los LEDs que indican el estado de las entradas en el frente del equipo. Adicionalmente, la tarjeta de control para LEDs proporciona un contacto seco auxiliar que opera durante la señalización de alarmas.

El módulo con los LEDs de señalización se encuentra montado junto al panel de control, en el frente del equipo. La comunicación entre la tarjeta de control para los LEDs y el módulo con los LEDs se realiza, al interior del gabinete, mediante un cable plano. Es debido a lo anterior que, en caso de mantenimiento, se tiene que retirar la tarjeta de control para LEDs con algunos cuidados.

4.4.2.6 Módulo con fuente de poder

Este módulo alberga la circuitería de la fuente de poder de 60W. Dicha fuente puede ser solicitada para cualquiera de las siguientes entradas:

127V ca 60Hz /125V cd 48V cd 24V cd

Una vez que el equipo se encuentra en operación, es posible determinar el estado de la fuente mediante sus LEDs de señalización: uno verde para indicar el funcionamiento, uno rojo para alertar sobre un corto circuito y uno amarillo para sobrevoltaje.

No se trata únicamente de señales de alerta, la fuente se encuentra debidamente protegida contra sobrevoltaje en la línea de alimentación y contra demandas excesivas de la carga.

La fuente de poder tiene reservado un espacio en el gabinete. La fuente proporciona las salidas de voltaje para la alimentación del equipo mediante un conector que se inserta directamente en el bus. Esto hay que considerarlo si se va a retirar la fuente del gabinete.

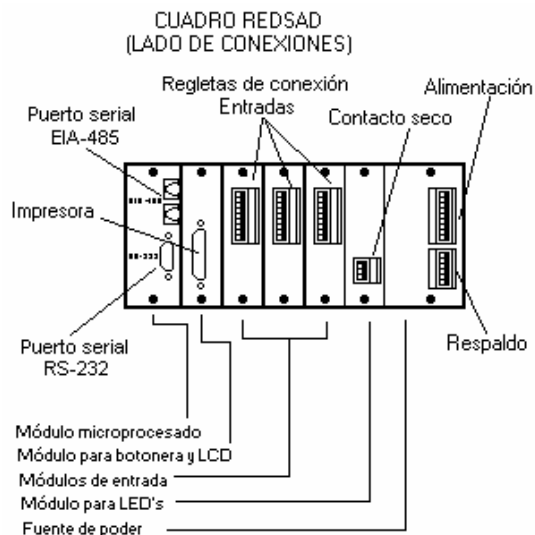
El módulo de la fuente de poder proporciona también un par de regletas de conexiones para la instalación de una segunda fuente y/o un banco de baterías. La fuente se conecta con los respaldos mediante un par de conexiones adicionales muy sencillas.

4.4.3 Gabinete

El gabinete permite la integración de los diferentes bloques que componen al equipo, ofreciendo con ello modularidad y resistencia. Es gabinete es una estructura metálica diseñada para ser montada en los bastidores industriales más comunes. En el interior del gabinete se encuentra el bus del sistema, el cual permite la interconexión de las diferentes tarjetas del equipo. El bus es el medio por el cual la tarjeta microprocesada intercambia datos con cada una de las tarjetas conectadas.

El gabinete puede tener diferentes tamaños dependiendo del modelo de cuadro REDSAD, sin embargo, la distribución de los módulos siempre tiene el mismo orden. De la figura 41:

Figura 44 Vista de las conexiones del equipo y breve descripción



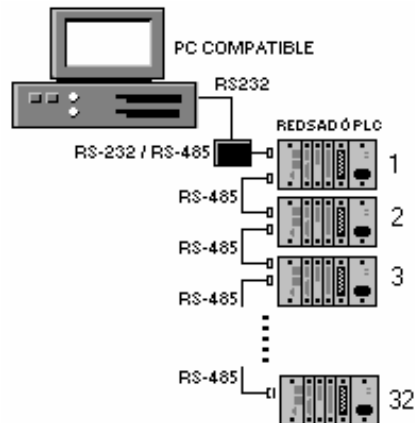
4.4.4 Convertidor RS-232 a RS-485

Este es un adaptador que permite conectar el puerto RS-232 de una computadora a un bus multipunto, conforme a RS-485. Este adaptador es necesario para conectar más de un equipo al puerto de la computadora, o bien, cuando la distancia entre los equipos y la computadora sea mayor a 15 metros. La interfaz RS-485 soporta hasta 32 equipos en el mismo bus (multipunto) y distancias de hasta de 500 m.

Estos equipos soportan tanto la interfaz RS-232 como RS-485. Cuando se desea conectar sólo un equipo a la computadora se puede usar el puerto RS-232 o el RS-485. Sin embargo, cuando se necesita conectar dos o más equipos, es necesario usar la interfaz RS-485. Pueden conectarse hasta 32 equipos mediante la interfaz RS-485 en un arreglo *daisy Chain* (Esquema de cableado en bus, que conecta dispositivos uno al otro en serie) y ser interrogados (*polled*) por el programa anfitrión (RADSAD) que corre en la computadora.

Este programa direcciona a cada uno de los equipos por su número de identificación a fin de obtener información o enviar algún comando. Para realizar un arreglo múltiple se utilizan cables con conectores RJ11 a RJ11 (conectores de tipo telefónico). El arreglo múltiple en *daisy chain* se logra al conectar los equipos como se muestra en la figura 42. Obsérvese que la PC usa un convertidor RS-232 a RS-485 para conectarse con el primer equipo.

Figura 45 **Conexión daisy chain**



4.4.5 **Requerimientos de equipo**

El siguiente equipo es el mínimo requerido para correr la aplicación RADSAD (Software de Monitoreo), que permite configurar, monitorear y controlar en forma remota los cuadros de alarma.

Una Computadora Personal Pentium 486 de al menos 66 Mhz.

- 4 Megabytes en RAM, mínimo, 8 Megabytes recomendados.
- DOS versión 6.0 o mayor.
- Una unidad de discos flexibles de 3.5 pulgadas.

- Un disco duro de al menos 40 Megabytes.
- Un monitor y tarjeta adaptadora gráfica.
- Un ratón.
- Al menos un puerto serial libre.
- Impresora con conexión al puerto paralelo.
- Un cable para la alimentación del Cuadro.
- Un cable serial **módem nulo** (ver capítulo de CABLEADO) DB-9 macho a DB-9 hembra o DB-9 macho a DB-25 hembra, dependiendo de si el puerto disponible en la computadora es DB-9 o DB-25, respectivamente.

Conjunto de herramientas básicas para electrónica.

- Juego de desarmadores
- Pinzas de corte
- Alicatas pela-cables
- Multímetro digital

4.4.6 Interruptores y puentes de configuración

El módulo microprocesado del cuadro REDSAD no contiene ningún switch o jumper de configuración. Las variables de uso más común son configurables por software. El número de identificación, el puerto de comunicación y algunas otras variables de arranque pueden ser configurados desde el panel de control del equipo. La única característica que requiere de DIP switches para su configuración es la dirección para cada tarjeta de entradas.

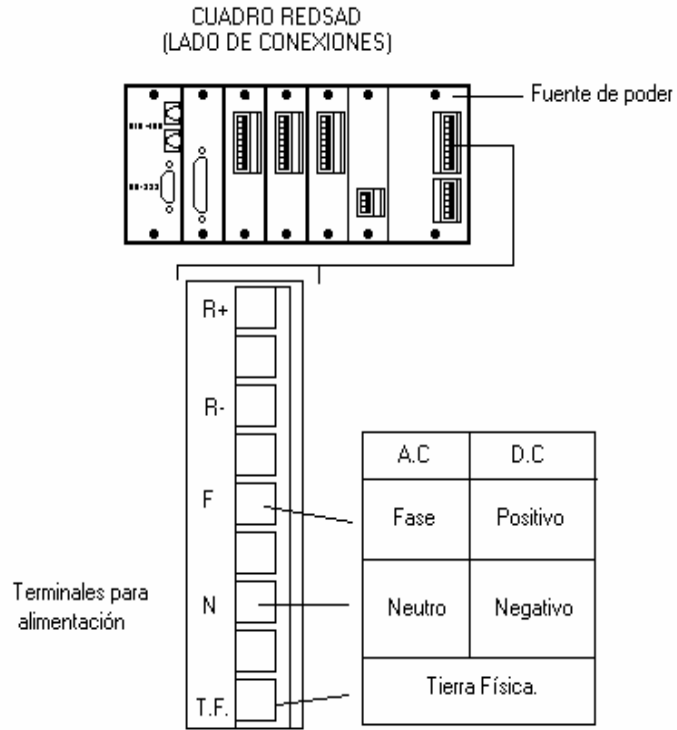
El número de identificación, las etiquetas, la habilitación de entradas, la lógica de disparo y el tipo de interfaz de comunicación, son variables inicializadas durante el arranque con información alojada en la memoria FLASH. El cuadro usará la configuración de fábrica hasta el momento en que el operador defina la propia.

4.4.7 La alimentación del equipo

El equipo puede ser alimentado con 127V ca / 60 Hz ó 125V cd. También es posible tener equipos con fuente para 24 ó 48 Vcd. La alimentación del equipo debe realizarse con:

- Un cable polarizado, con fase (positivo), neutro (negativo) y tierra, en las terminales de la regleta de entrada de la fuente a fin de alimentarla con c.a. Ver figura 4.1

Figura 46 **Terminales de alimentación**



El cable de alimentación provee de energía al módulo de la fuente conmutada, la cual a su vez proporciona al bus +8V, +12V, +15V y -15 Vcd. La entrada de la fuente está protegida con un fusible, así como por varistores de óxido metálico (MOV) entre las líneas y la tierra física. Estos varistores tienen un voltaje RMS máximo continuo igual a 250V ac.

4.4.8 Arranque del cuadro de alarmas

La prueba de arranque verificará el buen funcionamiento del cuadro de alarmas. Se debe seguir los siguientes pasos:

1. Aplíquese energía al equipo.
2. Verifique que en la pantalla aparece el siguiente mensaje



CARGANDO...

Con ello el cuadro indica que se está llevando a cabo el proceso de inicialización. Si se detecta algún problema en este punto, se mostrará en la pantalla un mensaje de error. Una vez que termina la inicialización del cuadro, aparece en la pantalla el mensaje de presentación con la versión del equipo.



REDSAD DV2497FL

El mensaje de bienvenida se repetirá circularmente hasta que se oprima alguno de los botones del panel de control.

A partir de este momento el cuadro está listo para detectar eventos (cambios de estado en sus entradas), comunicarse con la computadora y responder a las instrucciones que el operario indique mediante la botonera. Antes de continuar con la descripción de cada una de las funciones del cuadro, conviene comentar algunos puntos importantes relacionados con el panel de control.

Figura 47 **Carátula de la botonera**



En la figura 44 se muestra la carátula de la botonera. Cuando se oprime un botón se invoca alguna de las funciones disponibles del cuadro. El botón rotulado con la figura de una flecha hacia la derecha, es el botón de *AVANCE*. Este botón se utiliza, en general, para avanzar en la información que se muestra en la pantalla.

El botón rotulado con la figura de una flecha hacia la izquierda es el botón de *REGRESO*. Este botón complementa la función del botón *AVANCE*, por lo general permite retroceder en la información que se muestra en la pantalla.

El botón del extremo superior derecho, rotulado con una bocina, se llama botón de *PROBAR*. Este botón tiene diversas funciones dependiendo de la pantalla que se despliega. Su función principal, como se verá adelante con detalle, es la de probar el sonido de alerta y las señales luminosas del panel de LEDs.

El botón de la bocina cruzada con una barra roja es el botón de *CALLAR*. Este botón también tiene varias funciones dependiendo de la pantalla actual. Su función principal es la de detener el sonido de alerta y el parpadeo de las señales luminosas utilizados durante el proceso de alerta.

El botón rotulado con la figura de una impresora es el botón de *IMPRESIÓN*. Dependiendo de la pantalla mostrada puede tener diferentes funciones, sin embargo, su función principal es la de obtener reportes impresos de los registros almacenados.

Finalmente, el botón del extremo inferior derecho que se rotula con la figura de un reloj, se llama botón de *RELOJ*. Al igual que los demás botones, tiene diversas funciones dependiendo de la pantalla mostrada. Su función principal es la de desplegar la hora y la fecha del sistema. Ahora, podemos iniciar con la explicación de las funciones del cuadro de alarmas.

4.4.9 Prueba rápida

Para verificar el funcionamiento de dos botones básicos del cuadro de alarmas: el de *PROBAR* y el de *CALLAR*. Prenda el equipo y aguarde a que termine el proceso de inicialización. Entonces oprima el botón de *PROBAR* y observe como las señales luminosas de los 24 puntos parpadean mientras se escucha un sonido intermitente. Este proceso nos permite comprobar que el sistema de señalización luminoso y audible funciona sin problemas.

Es importante aclarar que el botón de *PROBAR* sólo permite verificar que las señales prenden y apagan. En ningún caso se comprueba con el que las conexiones de las entradas y la circuitería de detección en las mismas funcionan correctamente. Para verificar que la detección de eventos se realiza correctamente es necesario realizar pruebas simulando fallas.

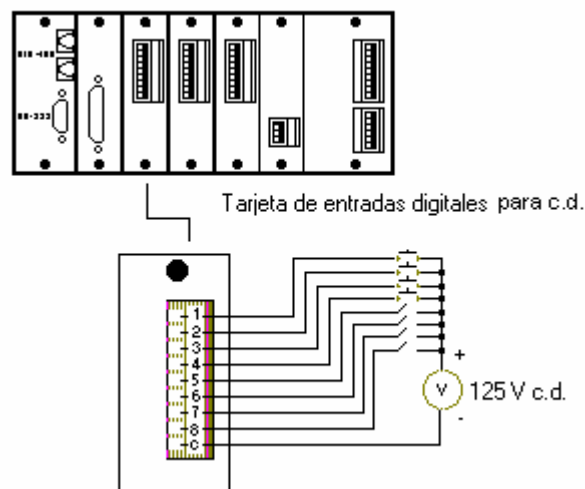
El botón de *CALLAR* simplemente detiene el proceso intermitente de las señales luminosas y audible, ya sea porque de el proceso se inició mediante el botón de *PROBAR* o por la detección una alarma. Después de callar al cuadro, los LED's del panel frontal mostrarán el estado que prevalece en las entradas correspondientes. Así un LED puede estar prendido o apagado, dependiendo de si en la entrada existe o no, respectivamente, una señal asociada con el estado de alarma.

4.4.10 Simulación de una alarma

Para probar la detección de eventos, se requiere que las entradas tengan lógica de disparo positiva. Si la lógica de disparo que se asignó de fábrica no ha sido modificada, entonces la lógica de disparo para todas las entradas es positiva. Ello puede verificarse fácilmente: no debe haber ninguna señal prendida en el panel de LED's. Si no es así, haga los ajustes necesarios en la pantalla de configuración de la lógica de disparo.

Con lógica de disparo positiva, si se aplica un nivel de voltaje en las terminales de la entrada que se encuentran en la parte posterior del gabinete, se genera una falla. Para aplicar este nivel de voltaje a una tarjeta, realice las conexiones necesarias usando como modelo el diagrama de la figura 45.

Figura 48 Conexión de entradas



Cuando esté lista la conexión, conecte su fuente de voltaje (de 125V ca o 125 V cd, según lo especificado para la tarjeta de entrada) y luego cierre un interruptor, digamos el asociado a la entrada 1.

Observe como al aplicar el voltaje se da inicio al proceso de alerta con una señal intermitente audible y luminosa. También observe en la pantalla como el número de registros se ha incrementado.

Para detener el sonido de alerta y el parpadeo del LED de señalización oprima *CALLAR*. Si no ha abierto el interruptor, la señal de la entrada se mantiene y la señal luminosa permanece encendida. Si ahora abrimos el interruptor, retiramos el nivel de voltaje de la entrada y con ello el cuadro registra el fin de la alarma, entonces la señal luminosa se apaga. Si ahora observamos el número actual de alarmas registradas, notaremos que de nuevo se ha incrementado.

4.4.11 Despliegue de información

Al oprimir el botón de *RELOJ* podemos observar que aparece en la pantalla la fecha y la hora del sistema.

<p>22 AGO 1997 09:00:00</p>

Como no se ha actualizado la fecha y la hora, el reloj del sistema muestra valores por defecto. Más adelante se verá la manera de cambiar la fecha y la hora del sistema.

Una de las funciones principales del cuadro es la de registrar los eventos ocurridos. El operador puede desplegar esta información en la pantalla LCD simplemente con oprimir un par de botones.

Si se oprime una vez el botón *AVANCE*, aparece el siguiente mensaje:

<p>REGISTROS DE 0001 A 0178</p>

Que indica que pueden verse los primeros 178 registros almacenados. Para seleccionar la primera página simplemente oprima el botón *PROBAR*. Para seleccionar otra página oprima, en esta pantalla, el botón *AVANCE*. El operador puede seleccionar una de las 7 posibles páginas, cada una con hasta 178 registros.

Si seleccionó la primera página o si permaneció más de 10 segundos sin oprimir ningún botón, automáticamente se pasa a la pantalla de selección de registro. Entonces aparece una pantalla como la siguiente:

ESCOJA RENGLON
PAG:001 REN:001

En esta pantalla se indica la página seleccionada (PAG) y el renglón (REN) desde el cual se iniciará el despliegue de la información. Se puede seleccionar el registro a partir del cual se quiere ver la información utilizando el botón de *AVANCE* y *REGRESO*. Finalmente, se accede a los detalles de la información, a partir del registro indicado, con sólo oprimir el botón *PROBAR*. Si se mantiene en esta pantalla más de 10 segundos sin oprimir ningún botón, automáticamente se pasa al detalle de los registros.

Si se intenta acceder a la información de una página y no se ha registrado ningún evento en la misma, entonces aparecerá una pantalla como la siguiente:

NO HAY REGISTROS

Si en cambio, el equipo ya ha registrado eventos, entonces se puede acceder a la información de dichos registros con el procedimiento que ya se indicó. Dicha información se despliega en dos partes. La primera incluye el número del registro y la fecha en la que se detectó el evento, en un formato como el siguiente:

REGISTRO 0001

31 JUL 1997

Para ver más información oprima el botón de *AVANCE* o manténgase sin oprimir ningún botón por más de 10 segundos. Entonces se presenta la segunda parte de la información: se despliega el número y la etiqueta de los puntos involucrados con el evento.

I ETIQUETA - PUN

Obsérvese que esta parte de la información se despliega en una secuencia que inicia con la letra "I" o "F", dependiendo de si se trata del inicio o del fin de una alarma, respectivamente. Luego de la letra, aparece la etiqueta asignada al punto. Si no hemos modificado las etiquetas para ningún punto, aparecen las etiquetas por defecto "ETIQUETA - PUNTO X". Mas adelante veremos con detalle como es posible asignar etiquetas de hasta 22 caracteres para cada uno de los puntos.

Después de la etiqueta, se muestra la hora, el minuto, el segundo y el milisegundo en que fue detectado el evento.

UETA - PUNTO 01

09:03:24 445mseg

A partir de este punto podemos movernos dentro de los registros almacenados en la página. Para acceder a la información de los demás registros utilice los botones de *AVANCE* y *REGRESO*. Si desea terminar, sólo tiene que oprimir el botón de *CALLAR* para ser remitido a la pantalla principal. En la pantalla principal se podrá observar de nuevo el número total de registros:

<p>CUADRO 000 REGISTROS:0002</p>
--

4.4.12 Impresión de los eventos registrados

Otra forma de obtener la información de los eventos registrados es mediante un informe impreso. Desde la pantalla principal puede darse la orden de impresión simplemente oprimiendo el botón *IMPRESIÓN*. Para probar esta función conecte una impresora al puerto paralelo (que se encuentra en la parte posterior del cuadro), aliméntela, cárguela con papel y asegúrese de que esté en estado "ON LINE". Finalmente, se oprime el botón de *IMPRESIÓN*. Se entra primero a la pantalla de selección de la página y, luego, a la de selección del renglón de inicio. Después de seleccionar la página y el registro de inicio podemos observar como se genera un reporte impreso. El reporte terminará con el último registro de la página seleccionada, o antes de que aborremos la operación oprimiendo el botón de *CALLAR*.

4.4.13 Despliegue de los últimos eventos registrados

Para ver la información del último registro:

- Seleccione la página que contiene al último registro (oprime botones de *AVANCE/REGRESO*, y luego para aceptar el de *PROBAR*).
- Seleccione el renglón (REN) con el máximo valor posible para tal página oprime botones de *AVANCE/REGRESO*, y luego para aceptar, el de *PROBAR*. Sabrá que alcanzó el valor máximo cuando, al oprimir el botón *AVANCE*, regresa al renglón 1.
- Despliegue los detalles de los registros con los botones de *AVANCE* y *REGRESO*.

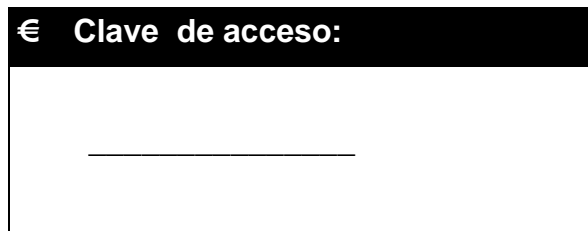
4.4.14 Sincronización de fecha y hora

A fin de sincronizar a varios equipos, la actualización de la fecha y la hora del sistema se realizan automáticamente en el momento de conectar los equipos a una PC que corra la aplicación *RADSAD*. El software *RADSAD*® permite también acceder y modificar variables tales como las habilitaciones y las etiquetas de los puntos monitoreados.

Para observar el proceso de actualización del reloj de un nuevo equipo, primero conecte el puerto RS-232 del cuadro al puerto serial libre de la computadora (Hay que asegurarse de que se encuentra seleccionado el puerto de comunicación RS-232 y no el RS-485). Entonces proceda a ejecutar el software *RADSAD* previamente cargado en su disco duro. Para iniciar el programa teclee:

```
C > RADSAD\RADSAD<ENTER>
```

Entonces el programa presenta una serie de pantallas con los créditos y la versión del software. Para salir de estas pantallas de presentación oprima cualquier tecla. En seguida el programa solicita la clave de acceso.

A screenshot of a terminal window. The top bar is black with the text "€ Clave de acceso:" in white. Below this is a white rectangular area containing a horizontal line, indicating a password input field.

El usuario deberá teclear el conjunto de letras que conforman una de las tres claves posibles. Tomar en cuenta que el sistema distinguirá mayúsculas de minúsculas, y no aceptará unas en vez de las otras.

Si no ha cambiado las claves con las que se le entregó el disco de instalación, se podrá teclear cualquiera de las siguientes palabras de acceso:

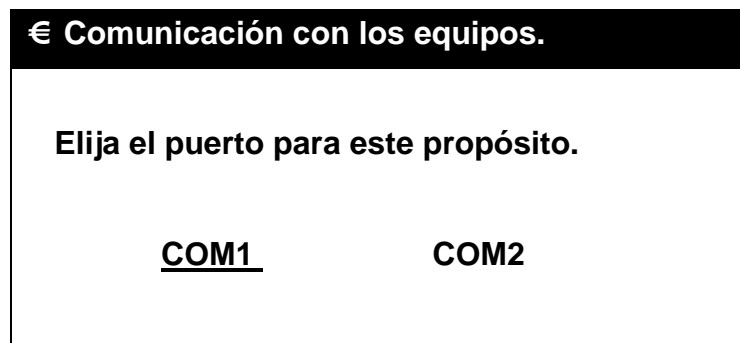
USER1

USER2

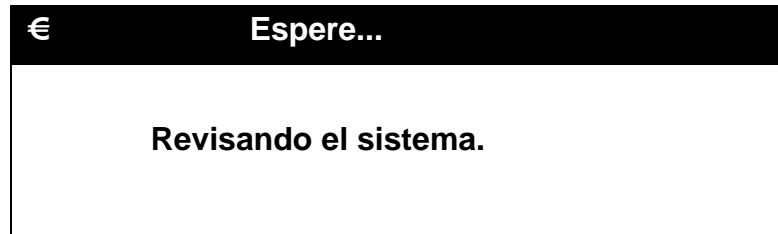
USER3

Estas claves se pueden cambiar mediante el programa CLAVE.EXE que se encuentra en el mismo directorio donde instaló RADSAD (Desde el sistema teclee CLAVE oprima <Enter> y siga las instrucciones).

Después de teclear la clave y oprimir <ENTER> se pasa a la ventana de inicialización del sistema donde, en primer lugar, se solicita el puerto por el cual la computadora establecerá comunicación con el cuadro.

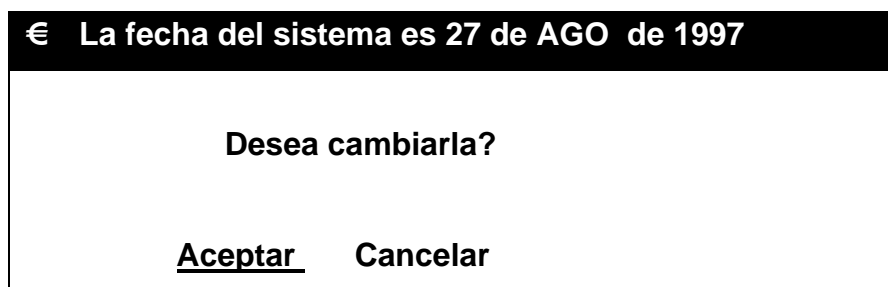


Con las flechas, seleccionar el puerto donde ha sido conectado el cuadro de alarmas y luego pulsar <ENTER>. Después de esto, el programa inicia un proceso de reconocimiento de los equipos que se encuentran conectados al puerto.

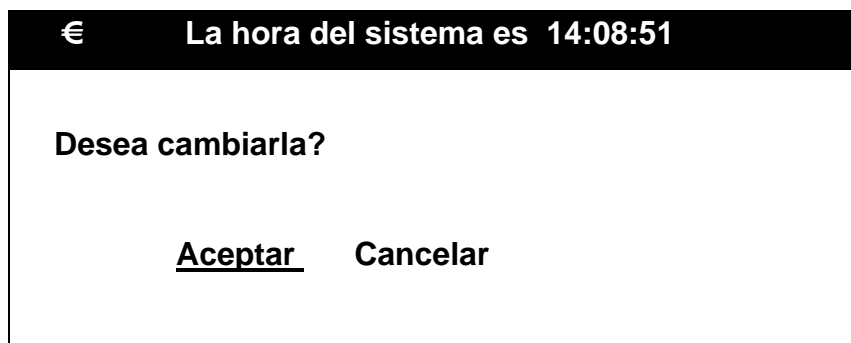


Después de terminado el proceso de reconocimiento, el cuadro muestra una fecha y una hora actualizada. La fecha y hora que se transmite a los equipos, durante el proceso de reconocimiento, es la misma que tiene la computadora.

Después de revisar el canal de comunicación, si la computadora detecta al menos un equipo conectado, entonces presenta la ventana de inicialización del sistema. Primero presenta la opción de transmitir al cuadro las etiquetas almacenadas para los puntos, entonces oprimir <ESC>. Luego se solicita autorización para buscar el ratón en el puerto que queda libre; de nuevo oprimir <ESC>. Finalmente, se proporciona la opción de modificar la fecha y la hora del sistema.



Con las flechas, seleccionar la opción de *Aceptar* para modificar la fecha, o *Cancelar* para seguir adelante con la inicialización del sistema. Recuerde que para realizar cualquier clase de cambios será necesario validar el proceso con la clave de acceso. De manera similar se procede con la siguiente ventana para cambiar la hora del sistema.



Con la ventana para cambios en la hora del sistema se concluye el proceso de inicialización de la aplicación RADSAD; después de esta aparece la pantalla principal. Si se modificó la fecha y/o la hora del sistema, se podrá observar como el reloj del equipo se actualiza conforme a ello.

Desde la pantalla principal de la aplicación RADSAD se puede realizar el monitoreo de los cuadros, consultas a los eventos registrados y muchas otras operaciones sobre los equipos. De hecho, los últimos 178 registros del cuadro REDSAD, que no hayan sido transmitidos previamente a la PC, serán enviados automáticamente una vez que se establezca la comunicación. Si este es el caso, se podrá observar en la computadora el proceso de señalización de las fallas más recientes.

Una descripción detallada de cada una de las funciones disponibles en RADSAD se encuentra en el manual de usuario de la aplicación. Una vez que se ha sincronizado el reloj del cuadro, es posible desconectar a la computadora del equipo. La detección y registro de los eventos se realiza independientemente de si el equipo está o no conectado a la computadora.

4.4.15 Configuración

Para cada cuadro *REDSAD* es posible configurar variables como el número de identificación, la lógica de disparo para las entradas y la interfaz de comunicación. También es posible modificar las etiquetas de los puntos monitoreados, habilitar o deshabilitar entradas y definir el modo de impresión.

4.4.15.1 Número de identificación

El cuadro debe tener un número de identificación para poder ser direccionado por la computadora. Es válido cualquier número entre 0 y 31, siempre y cuando no se repita el mismo en más de un equipo. Para poder cambiar el número de identificación, primero hay que acceder el menú de configuración:

- Oprimir simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*.

Entonces se activa la pantalla del menú de configuración mostrando la primera opción en un mensaje como el siguiente:

HABILITAR?

Luego, oprimir el botón de *AVANCE* hasta que en la pantalla aparezca el mensaje siguiente:

No. DE CUADRO?

Oprimir el botón de *REGRESO* para entrar a la pantalla que permite cambiar el número de cuadro. En esta pantalla aparece el número que actualmente tiene el equipo:

**NUMERO DE
CUADRO 01**

Seleccionamos el número de cuadro mediante los botones de *AVANCE* y *REGRESO*. Finalmente, para aceptar el cambio oprimimos el botón de *RELOJ*. Si no se oprime ningún botón durante un intervalo mayor a 10 segundos, el equipo automáticamente regresa a la pantalla principal sin salvar los cambios realizados.

4.4.15.2 Lógica de disparo para las entradas

Las entradas pueden ser configuradas para detectar el inicio de un evento en alguno de los siguientes casos:

- Cuando se detecta la presencia de un nivel de voltaje en sus terminales.
- Cuando se detecta la ausencia de un nivel de voltaje en sus terminales.

Decimos que una entrada tiene lógica de disparo **positiva** cuando al aplicarle un nivel de voltaje observamos un estado de alarma. Por el contrario, una entrada tiene lógica de disparo **negativa** si observamos el estado de alarma cuando no hay voltaje aplicado.

Para seleccionar la lógica de disparo se entra primero al menú de configuración, oprimiendo simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*, luego se selecciona con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

LOGICA DISP?

Se oprime el botón de *REGRESO* para entrar a la pantalla que permite cambiar la lógica de disparo. En esta pantalla aparece el número de una de las entradas y su lógica de disparo:

ENTRADA 01
LOG. POSITIVA

Seleccionar el número de la entrada mediante los botones de *AVANCE* y *REGRESO*. Cambiar a lógica negativa mediante el botón *CALLAR*. Para restablecer la lógica positiva se usa el botón de *IMPRIMIR*.

Finalmente, para aceptar el cambio se oprime el botón de *RELOJ*. Si no se oprime ningún botón durante un intervalo mayor a 10 segundos, el equipo automáticamente regresa a la pantalla principal sin salvar los cambios realizados.

4.4.15.3 Puerto de comunicación

La selección de la interfaz de comunicación se realiza considerando la distancia de cableado y el número de equipos que se van a conectar. Para seleccionar el puerto que se va a utilizar se entra primero al menú de configuración oprimiendo simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*, luego, se selecciona con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

PUERTOS?

Oprimir el botón de *REGRESO* para entrar a la pantalla que permite cambiar el puerto utilizado. En esta pantalla aparece el puerto actual en un mensaje como el siguiente:

**PUERTO SERIE
RS-232**

Seleccionar la interfaz RS-232 mediante el botón de *CALLAR* y para habilitar la interfaz RS-485 usar el botón de *IMPRIMIR*.

Finalmente, para aceptar el cambio se oprime el botón de *RELOJ*. Si no se oprime ningún botón durante un intervalo mayor a 10 segundos, el equipo automáticamente regresa a la pantalla principal sin salvar los cambios realizados.

4.4.15.4 Etiquetas para puntos de monitoreo

Se puede asignar etiquetas de hasta 22 caracteres para cada punto monitoreado. Las etiquetas permiten una identificación inmediata de los puntos monitoreados. Para editar las etiquetas se puede hacer uso de la opción que para estos fines ofrece el software RADSAD ó el panel de control del cuadro.

Para editar las etiquetas desde el panel de control, primero se entra al menú de configuración oprimiendo simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*, luego se selecciona con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

ETIQUETAS?

Se oprime el botón de *REGRESO* para entrar a la pantalla de edición de etiquetas. Entonces se presenta el siguiente mensaje:

**CAMBIAR
ENTRADA 01?**

Para seleccionar la entrada presionar el botón de *AVANCE* y *REGRESO* hasta alcanzar el número de la entrada deseada (Observe que aunque las entradas se enumeran del 1 al 24, se encuentra disponible una etiqueta para la entrada número cero. Esta etiqueta se usa para identificar al cuadro de alarmas y, por lo tanto, no pertenece a ninguna entrada).

Si en este punto se quiere abortar la operación, presiónese el botón de *RELOJ*, para regresar a la pantalla principal. Para continuar con el proceso una vez seleccionada la entrada, oprimir el botón de *PROBAR*. Observe como se despliega la etiqueta actual, antes de entrar a la pantalla de edición. En esta pantalla el cursor de la pantalla señala el carácter que puede ser modificado.

**ENTRADA 001
CUADRO 00 PUNTO**

En la posición marcada, el carácter deseado se selecciona oprimiendo los botones de *AVANCE* y *REGRESO*. Oprimir el botón *CALLAR* para pasar a la siguiente posición de la etiqueta, o *IMPRIMIR* para retroceder en una posición. Si en esta pantalla no se oprime ningún botón por más de 10 segundos, entonces el cuadro asume que se han terminado de modificar las etiquetas y procede a salvarlas automáticamente.

Una vez terminada la edición de una etiqueta, se oprime el botón *RELOJ* para regresar a la pantalla anterior y seleccionar otra etiqueta. Si en vez de seleccionar otra etiqueta se oprime el botón *RELOJ*, se salvan los cambios y se sale de la pantalla de edición.

SALVANDO...

Es importante considerar que el equipo proporciona hasta seis oportunidades de salvado para etiquetas antes de llenar la porción de memoria FLASH que les corresponde. Una vez que se llena esta región, es necesario borrar toda la memoria FLASH para liberar espacio. Es muy importante que no se desperdicien las oportunidades de salvado descuidadamente, pues al borrar la FLASH también se eliminarán los registros de alarmas registradas. Debido a lo anterior, se hacen las siguientes recomendaciones para modificar las etiquetas desde el panel del equipo:

- Modifique las etiquetas desde el panel solo si es estrictamente necesario. Preferentemente realice el cambio mediante el software RADSAD. Cuando se usa la computadora para la edición de las etiquetas, es completamente seguro que se ocupe sólo una oportunidad de salvado. Con RADSAD las etiquetas modificadas se salvan en una sola operación. Adicionalmente, el uso de una computadora ofrece ventajas tan importantes como lo es el respaldo en disco duro de los eventos registrados.

- Si tiene que hacer el cambio de etiquetas desde el panel, procure hacerlo en un solo intento. Recuerde que si en la ventana de edición no se oprime ningún botón por más de 10 seg, el equipo automáticamente salva las etiquetas. Cada vez que aparece el mensaje "SALVANDO...", se pierde una oportunidad de salvado.

Si por alguna razón se hubiesen agotado las seis oportunidades de salvado de etiquetas, el equipo queda imposibilitado para otro intento de almacenaje. De esta situación se da aviso con el siguiente mensaje:

ETIQ LLENAS

Luego de lo cual, y en forma automática, aparece la leyenda

CARGANDO...

Si en esa circunstancia se oprime el botón de *CALLAR*, se podrá observar como al número de alarmas le precede un signo '+'. Este símbolo indica que la memoria FLASH necesita ser borrada para liberar los espacios llenos.

4.4.15.5 Habilitación de entradas

Es posible habilitar o deshabilitar la detección de alarmas en cada uno de los puntos de entrada. Ello es muy útil para el mantenimiento en las conexiones de entrada, pues las entradas deshabilitadas no pueden detectar falsas alarmas debidas a las maniobras.

Los cambios en la habilitación de las entradas se pueden realizar desde la computadora, mediante la opción que para este fin proporciona el software *RADSAD*, o directamente desde el panel del equipo.

En el equipo, para acceder a la pantalla de habilitación de entradas, primero, se entra al menú de configuración oprimiendo simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*, luego, con el botón de *AVANCE* se alcanza la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

HABILITAR?

Se oprime el botón de *REGRESO* para aceptar. Entonces se presenta el siguiente mensaje:

<p>ENTRADA 001 HABILITADA</p>

Para seleccionar la entrada deseada se usan los botones de *AVANCE* y *REGRESO*. Para deshabilitar una entrada se oprime el botón *CALLAR* y cuando se quiere habilitar se oprime *PROBAR*. Una vez que se han terminado todos los cambios, se oprime el botón *RELOJ* para salvarlos en la memoria FLASH. Si en la pantalla de habilitaciones no se oprime ningún botón por más de 10 segundos, automáticamente se regresa a la pantalla principal sin salvar los cambios (Durante el proceso de habilitación de las entradas no podrá ser detectada ninguna alarma. La expiración de los 10 segundos es un mecanismo para evitar que se deje accidentalmente al cuadro en la pantalla de habilitación de entradas).

Al igual que en el caso de las etiquetas, se dispone de un número limitado de oportunidades de salvado para las habilitaciones. En este caso contamos con 91 oportunidades de salvado, antes de llenar el espacio de la FLASH. Para liberar estos espacios también es necesario borrar la memoria FLASH y, también el registro de las alarmas.

En caso de haber agotado las 91 oportunidades de salvado de habilitaciones, el cuadro queda imposibilitado para cualquier otro intento de almacenaje. Entonces aparece la siguiente pantalla:

BYTE LLENOS

Y en seguida

CARGANDO...

Oprima el botón de *CALLAR* y observe como al número de alarmas le precede un signo '+'. Este símbolo indica que la memoria FLASH necesita ser borrada para liberar los espacios llenos.

4.4.15.6 Modo de impresión automático

El cuadro de alarmas proporciona dos modalidades para imprimir el detalle de los eventos registrados:

- Mediante el botón *IMPRIMIR*
- Automáticamente, cada vez que se detectan los eventos.

Para obtener reportes con el modo de impresión automática, deberá proveerse de una impresora permanentemente encendida, con papel y en línea. Para cambiar el modo de impresión, primero entrar al menú de configuración oprimiendo los botones de *AVANCE* y *REGRESO* en forma simultánea, luego, seleccionar con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

IMPRESORA?

Oprimir el botón de *REGRESO* para cambiar el modo de operación actual y en seguida se despliega el modo de operación resultante, por ejemplo:

**IMPRESION
AL INSTANTE**

El modo de impresión no se guarda en la memoria FLASH, así que si se desconecta el equipo, el cuadro siempre arranca con el modo de impresión normal.

4.4.15.7 Borrado de flash

Existen dentro del bloque de memoria FLASH (memoria no volátil) varios espacios reservados para almacenar diferentes tipos de información.

Si alguno de estos espacios se llenara, solo podría ser liberado mediante el borrado completo de la FLASH, lo cual implica la pérdida irremediable de los registros de eventos que no hayan sido respaldados en el disco duro de una computadora.

Las escrituras al dispositivo FLASH pueden ser realizadas en forma aleatoria, y el proceso será exitoso siempre que las localidades accesadas estén vacías. Para poder reescribir una localidad, primero es necesario borrarla. Al respecto, es importante resaltar que este proceso de borrado no es selectivo sino por bloque. Lo anterior significa que el algoritmo de borrado de la memoria FLASH no borra localidades aisladas, sino su totalidad.

El operador puede percatarse de que alguno de los espacios reservados de la FLASH se ha llenado si, al observar la pantalla principal, aparece el signo '+' precediendo al número de registros almacenados. Esta señal de alerta puede aparecer en cualquiera de las siguientes circunstancias:

- Cuando el espacio de memoria para el registro de eventos se ha llenado.

- Cuando el espacio de memoria para etiquetas se ha llenado.
- Cuando el espacio de memoria para habilitaciones de entradas se ha llenado.

El hecho de que se haya llenado alguno de los espacios reservados en FLASH, no implica que se imposibilite la escritura a alguno de los restantes. Por ejemplo, si ya se agotaron las localidades de almacenaje para etiquetas pero no así las de eventos, entonces se seguirán registrando alarmas mientras se disponga de localidades libres para este fin. Sin embargo, para liberar espacio para las etiquetas se tiene que borrar la memoria FLASH, y esto sí implica que se borren los eventos registrados.

El proceso de borrado puede ser indicado desde el panel del cuadro. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que si no se ha conectado ninguna computadora para el respaldo de las alarmas, se corre el riesgo de perder irremediablemente todos los registros que no se respaldaron en el disco duro.

Para indicar el borrado de la FLASH desde el panel de un cuadro, primero entrar al menú de configuración oprimiendo simultáneamente los botones de *AVANCE* y *REGRESO*, luego, seleccionar con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

FLASH?

Oprimir el botón de *REGRESO* para iniciar el algoritmo de borrado. Entonces el cuadro pregunta al operador si está seguro de borrar la memoria FLASH, considerando que con ello también se borrarán los registros de los eventos.

BORRAR REGISTROS?

Para continuar con el proceso oprimir el botón *PROBAR* o cualquier otro para abortar. Si se oprime *PROBAR* aparece la siguiente pantalla donde se solicita, de nuevo, confirmación para comenzar con el algoritmo de borrado.

**BORRAR REGISTROS?
SEGURO?**

Al oprimir el botón *PROBAR*, da inicio el borrado y podrá observarse en la pantalla lo siguiente:

BORRANDO...

Cuando termina el proceso de borrado se recargan las etiquetas y habilitaciones actuales. Podrá reconocer esta etapa por que en la pantalla aparece lo siguiente:

CARGANDO...

Entonces podrá observar como el número de registros de eventos se hace cero y desaparece el signo '+'.

4.4.15.8 Cambio de hora

La hora del reloj del equipo puede ser modificada desde el panel de control. Para realizar el cambio primero se accede a la pantalla que para este propósito se ofrece dentro del menú de configuración: oprimir los botones de *AVANCE* y *REGRESO* en forma simultánea, luego, seleccionar con el botón de *AVANCE* la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

HORA?

Oprimir el botón de *REGRESO* para entrar a la pantalla de cambios. En esta pantalla aparece la hora actual y un mensaje con la indicación para el segmento que se puede modificar.

CAMBIE LA HORA:

09:05:00

Con los botones de AVANCE y REGRESO seleccionar el número deseado para el segmento de la hora que se está modificando. Cambiar al siguiente segmento oprimiendo el botón de PROBAR. Repetir el proceso hasta concluir con todos los segmentos de la hora. Si permaneciera sin oprimir ningún botón por más de 10 segundos en cualquiera de las pantallas de cambios, entonces el equipo regresa a la pantalla principal sin efectuar cambio alguno.

4.4.15.9 Cambio de fecha

La fecha del reloj del equipo puede ser modificada desde el panel de control. Para realizar el cambio primero se accede a la pantalla que para este propósito se ofrece dentro del menú de configuración: oprimir los botones de AVANCE y REGRESO en forma simultánea, luego, seleccionar con el botón de AVANCE la opción que muestra en pantalla el siguiente mensaje:

FECHA?

Oprimir el botón de REGRESO para entrar a la pantalla de cambios. En esta pantalla aparece la fecha actual y un mensaje con la indicación para el segmento que se puede modificar.

CAMBIE EL DIA:

27/08/97

Con los botones de AVANCE y REGRESO seleccionar el número deseado para el segmento de la fecha que se esta modificando. Cambiar al siguiente segmento oprimiendo el botón de PROBAR. Repetir el proceso hasta concluir con todos los segmentos de la fecha. Si permaneciera sin oprimir ningún botón por más de 10 segundos en cualquiera de las pantallas de cambios, entonces el equipo regresa a la pantalla principal sin efectuar cambio alguno.

4.4.16 Instalación

En este capítulo se hacen recomendaciones para la instalación del cuadro de alarmas *REDSAD*. Una instalación correcta es esencial para que el cuadro funcione de manera óptima.

4.4.16.1 Consideraciones para el montaje

El cuadro de alarmas funciona de manera óptima cuando:

- La temperatura se mantiene dentro de los siguientes rangos:

En Operación
0 - 60 °C (32 - 140 °F)

En Almacenamiento
-15 - 75 °C (5 - 167 °F)

- La humedad del ambiente es menor a 95% RH (humedad relativa), sin condensación de agua por cambios de temperatura rápidos o cualquier otra causa.
- En periodos de almacenamiento muy grandes, la humedad es menor a 60% RH.
- De existir vibración continua, ésta es menor a 0.5 mm (0.02 pulgadas) pico a pico y está entre 10 y 55 Hz.
- De presentarse impactos, son menores a 10 g.
- La atmósfera se encuentra libre de los siguientes contaminantes y químicos:
 - gases corrosivos como HCl o H₂S
 - gases flamables
 - aceite, sal o solventes orgánicos
 - rebabas metálicas
- Los equipos de alta frecuencia que se encuentran alrededor están efectivamente aterrizados.

4.4.16.2 Espacio y orientación

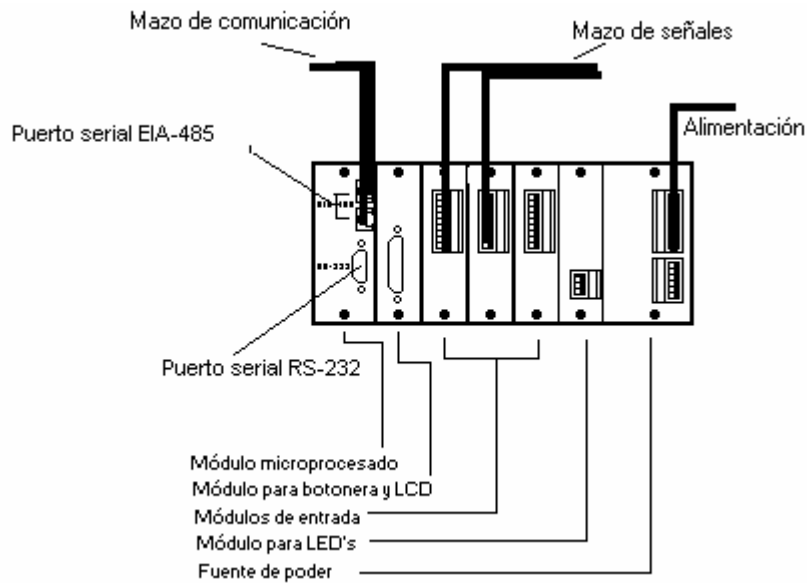
El cuadro se monta directamente en un panel (rack) con 4 tornillos. Se recomienda que sea montado horizontalmente, de acuerdo a las limitaciones de espacio y cable. El frente del equipo, con el panel de control, siempre debe quedar al alcance del operador.

Las conexiones en la parte posterior del cuadro se realizan en las regletas removibles. Este método de conexión permite desmontar el equipo para mantenimiento, sin tener que deshacer ninguno de los arreglos de cableado.

Para evitar que las conexiones se estorben entre sí, los cables de cada regleta de conexión se deben agrupar verticalmente hasta incorporarlos en un mazo de cables que pase por lo alto del equipo. Lo anterior facilita las conexiones y reduce la posibilidad de cometer errores en el cableado.

Asegúrese de que todos los cables están conectados correctamente antes de aplicar cualquier voltaje. Recuerde que un error puede provocar un daño grave al personal o al equipo.

Figura 49 Conectores en la parte posterior

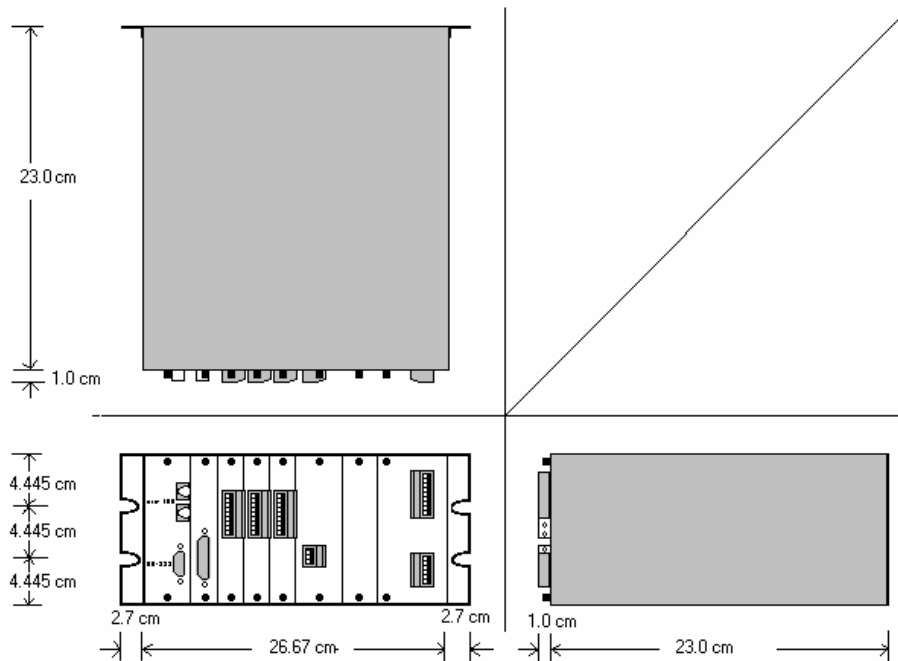


4.4.16.3 Consideraciones de distanciamiento

Se recomienda dejar un espacio libre de 10 cm alrededor del cuadro para propósitos de cableado y de disipación de calor. Tome en cuenta que los cuadros disipan aproximadamente 25W cada uno.

4.4.16.4 Dimensiones para montaje

Figura 50 Dimensiones para montaje



4.4.17 Cableado

Aquí se tratarán las consideraciones más importantes para la correcta conexión de los cables de alimentación y entradas del cuadro de alarmas.

4.4.17.1 La alimentación

El cuadro de alarmas y registrador de eventos *REDSAD* requiere de la siguiente alimentación:

Voltaje AC	70-128 Volts Frecuencia 60 Hz
Voltaje CD	100-180 Volts
Consumo	Menos de 25 W

La alimentación de energía debe ser continua. Si el cuadro no tiene respaldo de batería, una interrupción de más de 10 milisegundos puede detener la operación del mismo.

Para lograr máxima inmunidad al ruido, es esencial aterrizar el equipo de manera efectiva. Lo más recomendado es usar una conexión individual para la tierra física. Utilícese un cable del #14 (mínimo) y conéctelo directamente a la tierra física. Evite especialmente conexiones comunes a tierra con equipos de gran consumo, tales como motores o controles SCR. El cable de conexión a tierra debe ser tan corto como sea posible y con una resistencia menor a 10 ohms.

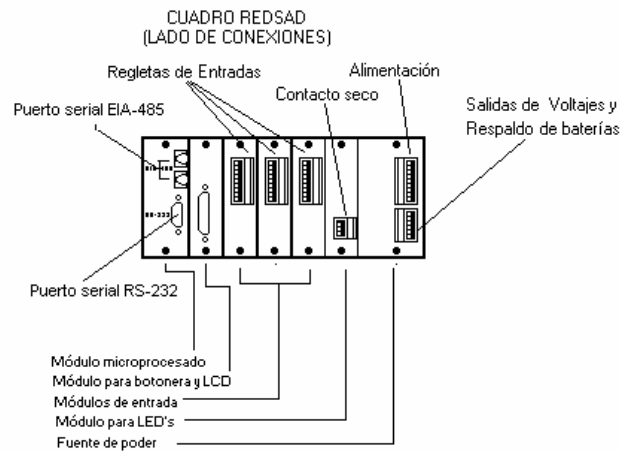
4.4.17.2 Entradas

Las conexiones para las entradas deben realizarse de acuerdo a los diagramas mostrados en las figuras 52 y 53. Observe que los elementos básicos son:

- Fuente de voltaje para alimentar a las entradas
- Dispositivos de conmutación (pushbutton, relevador, etc.)

Es importante remarcar que debido a que todos los voltajes de entrada se refieren al mismo punto, resulta de crucial importancia tener la misma fuente de voltaje para todas las entradas de una misma tarjeta.

Figura 51 **Vista posterior del cuadro de alarmas**



Las terminales para las entradas se encuentran perfectamente identificadas mediante etiquetas numeradas. Se tienen tres espacios para las regletas de conexión de las entradas. El equipo se entrega de fábrica con la asignación de entradas mostrada en la tabla III.

Cada regleta de conexión tiene 9 terminales: una terminal por cada una de las ocho entradas, rotuladas con el número correspondiente, y un común rotulado con **C**. Si no se han removido las tarjetas de su posición original, la primera tarjeta de izquierda a derecha, viendo al equipo por su lado de conexiones, es la tarjeta con las primeras 8 entradas. La secuencia de la numeración debe continuar de manera ascendente conforme se avanza en posiciones a la derecha. Si remueve las tarjetas y las ordena en forma diferente, asegúrese de que la numeración de sus conectores sea la correcta.

Tabla IV **Asignación de fábrica para entradas**

Posición	Entradas	Número de Tarjeta
Primera	1-8	0
Segunda	9-16	1
Tercera	17-24	2

Cuando se cierra el dispositivo de conmutación (ver Figura 52 y 53), para aplicar voltaje a una entrada, fluyen aproximadamente 6 mA. hacia la terminal. Lo anterior representa una disipación de 0.7W por cada entrada alimentada.

Dado que cada entrada puede ser individualmente configurada con lógica de disparo positiva o negativa, es posible utilizar dispositivos de conmutación normalmente abiertos NA o normalmente cerrados NC.

A fin de no provocar un calentamiento excesivo, tenga en cuenta la disipación de potencia para definir el número total de entradas que trabajarán con lógica de disparo negativa. Recuerde que una entrada con lógica de disparo negativa tendrá aplicado un nivel de voltaje (con la respectiva disipación de potencia) la mayor parte del tiempo.

4.4.17.2.1 Contacto seco

Opcionalmente se podrá realizar la conexión para las terminales del contacto seco que se encuentra en la parte posterior del equipo (ver Fig 49). Se proporcionan las terminales de un contacto N.A. y uno N.C., ambos especificados para 2 Amperes, 240V ac. Estos contactos se proporcionan como mecanismo auxiliar de alarma, pues estos se activan siempre que se detecta una alarma, y permanecen activados mientras dure el proceso luminoso y audible de señalización intermitente.

4.4.17.2.2 Terminales de alimentación

La fuente de alimentación presenta dos receptáculos para regletas de conexión (ver fig. 49), una de las regletas es de 9 posiciones y la otra es de 6 posiciones. La regleta de 9 posiciones contiene las terminales para proporcionar alimentación al equipo, a saber:

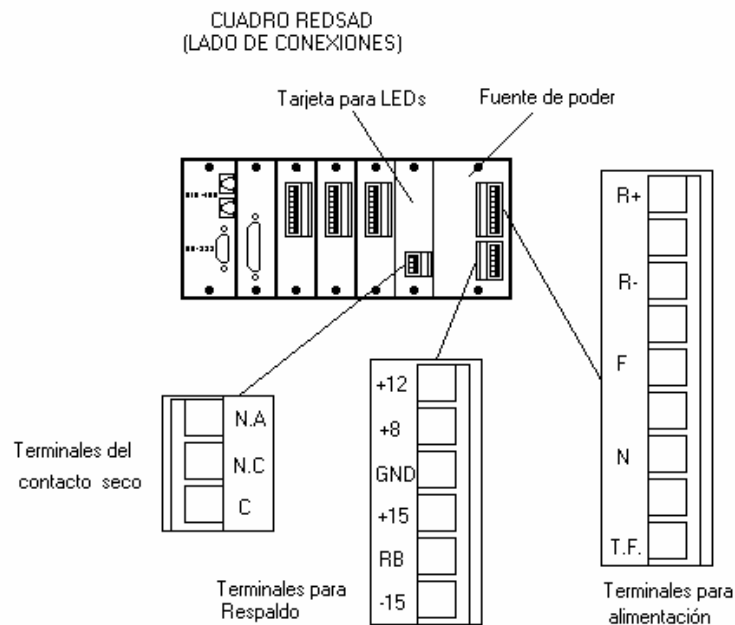
Terminal F. En esta se conecta la fase de línea, o el positivo, dependiendo de si se alimenta al equipo con c.a. o c.d., respectivamente.

Terminal N. En esta se conecta al neutro de la línea, o el negativo, dependiendo de si se alimenta al equipo con c.a. o c.d., respectivamente.

Terminal TF. Esta se conecta, en todos los casos, a la tierra física.

En la misma regleta también se proporcionan las terminales R+ y R-, las cuales son de control y se utilizan exclusivamente en el caso de necesitar una segunda fuente de respaldo. Estas terminales se conectan como se muestra en la figura 50.

Figura 52 **Terminales para la alimentación y contacto de alarma**



Por otro lado, la regleta de 6 posiciones permite la conexión de los voltajes de una segunda fuente de respaldo, así como del banco de baterías. Es muy importante recalcar que las terminales de esta regleta únicamente sirven para la conexión de los respaldos de alimentación. En ningún caso deberá usarse regleta para suministrar voltajes a algún elemento ajeno. Esta aclaración se hace porque, de todos los voltajes indicados en la regleta, el único nivel regulado es el de +8V. Las demás terminales no necesariamente presentarán el nivel de voltaje indicado en los rótulos, pues estos solo se proporcionan para propósitos de identificación. Solo eventualmente los niveles de voltaje medidos en tales terminales coincidirán exactamente con lo indicado en su rótulo. Para conectar la fuente de respaldo simplemente coloque puentes de terminal a terminal como se muestra en la figura 50. Si se desea conectar el respaldo de baterías realice las conexiones indicadas en la figura 51.

Figura 53 **Conexiones para fuente de respaldo**

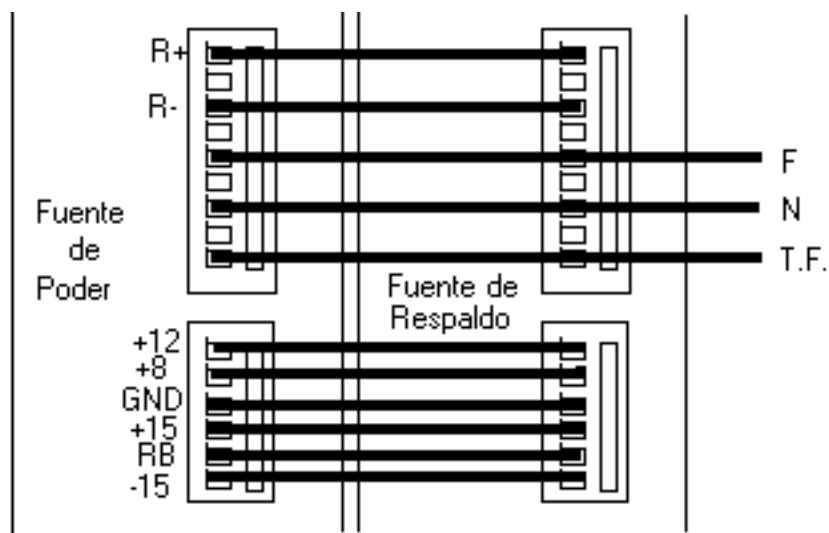
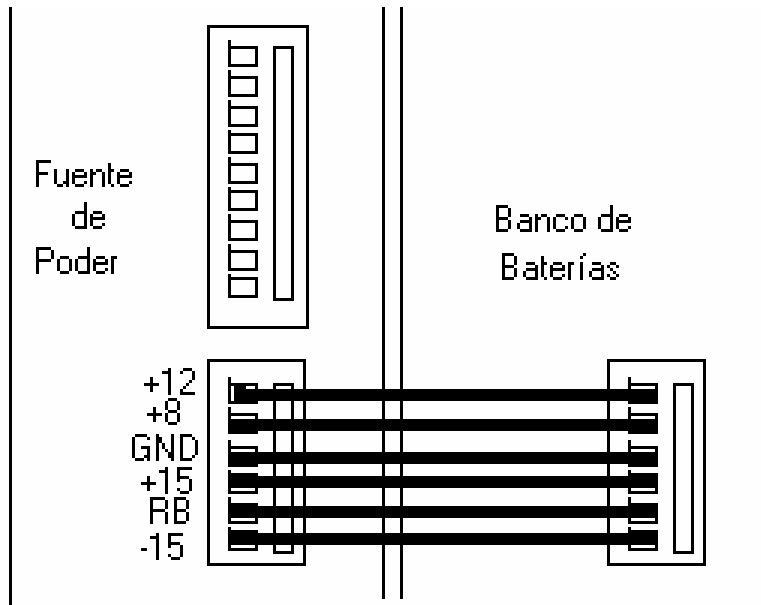


Figura 54 Conexiones para banco de baterías



4.4.17.2.3 Ejemplos de cableado para las entradas

Figura 55 Cableado para entradas de 125 V cd

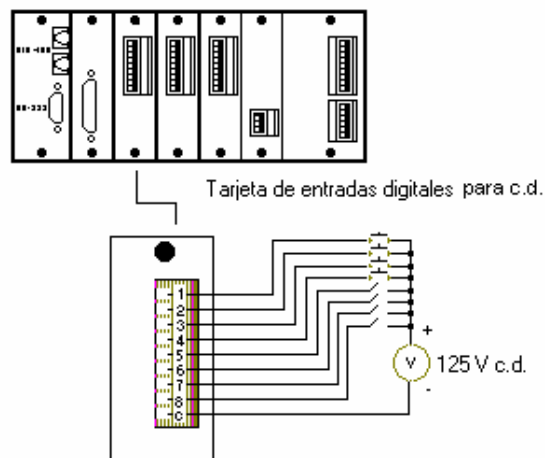
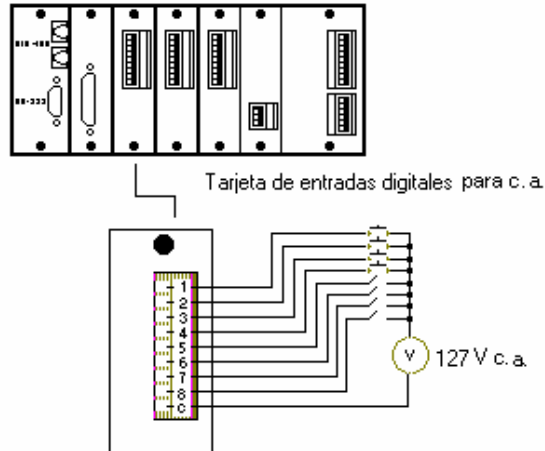


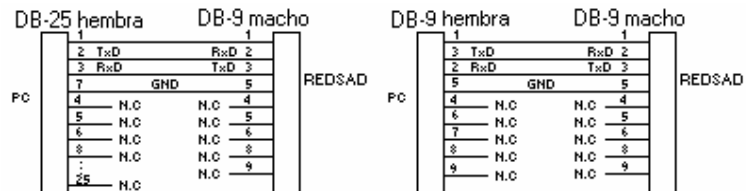
Figura 56 Cableado para entradas de 127 v ca



4.4.17.2.4 Interfaz RS-232

Si se pretende conectar solamente un cuadro con la computadora, y la distancia que los separa no rebasa 15 metros, se puede seleccionar la interfaz RS-232 para comunicarlos. Asegúrese de que, en la pantalla de configuración para puerto de comunicación del equipo, se encuentre seleccionada la opción "RS-232". La conexión se realiza mediante un cable del tipo *módem nulo*.

Figura 57 Cable módem nulo



4.4.17.2.5 Interfaz RS-485

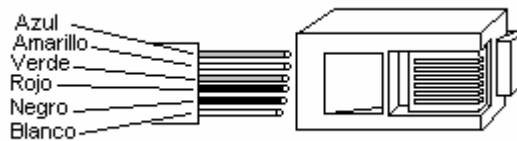
La comunicación con la interfaz RS-485 requiere de un convertidor para el puerto de la computadora, así como de la instalación de un cable de seis hilos que conecte el convertidor y los equipos REDSAD. En las figuras 55 y 56 se puede observar la conexión de estos elementos. Observe como se asigna un color para cada uno de los hilos del bus RS-485, de tal forma que en los conectores que se insertan los equipos tenemos la siguiente distribución:

Tabla V Color para cada uno de los hilos del bus RS-485

HILO BUS-485	FUNCION	COLOR
RI	Recepción Input (+)	Rojo
-RI	Recepción Input (-)	Verde
DO	Driver Output (+)	Amarillo
-DO	Driver Output (-)	Azul
GND	Tierra	Negro

Para realizar la conexión entre cuadros mediante la interfaz RS-485 fabrique los cables necesarios. Coloque los conectores de 6 posiciones y 6 contactos (6P6C) para los Jack RJ-11 de tal suerte que siempre se respete la distribución de hilos mostrada en la siguiente figura:

Figura 58 **Distribución de hilos en conector RJ-11**



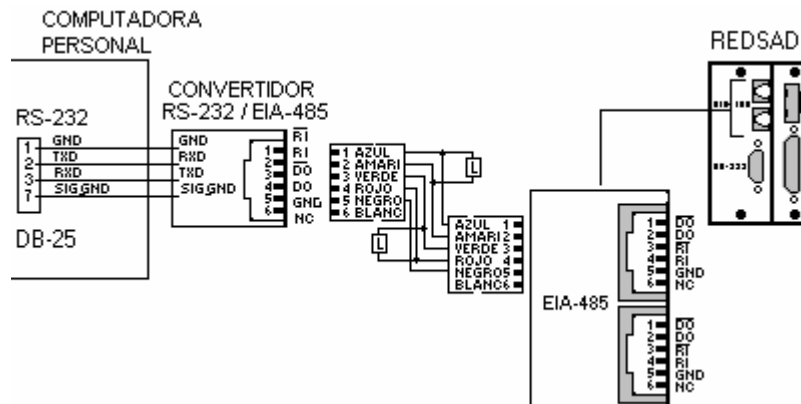
Finalmente, para conectar un equipo al bus 485, simplemente tome uno de los extremos del cable e inserte el conector en alguno de sus dos jacks, y conecte el otro extremo al jack libre del último equipo que actualmente se encuentra conectado al bus.

4.4.17.2.6 Cableado de un cuadro

El cuadro incluye una interfaz RS-485. Para conectar un equipo con una computadora cuando existe una distancia mayor a 15 metros, recomendamos el uso de esta interfaz. Asegúrese de que, en la pantalla de configuración para puerto de comunicación del equipo, se encuentre seleccionada la opción "RS-485".

En una conexión uno a uno, debe ser utilizado en cada línea de transmisión solamente un resistor terminal. Conecte un resistor (L) de 60 ohms, 1/2 watt entre las terminales RI y -RI del cuadro y otro entre las terminales RI y -RI de la computadora. El blindaje del cable, si lo tuviera, se aterriza por el extremo más cercano al cuadro.

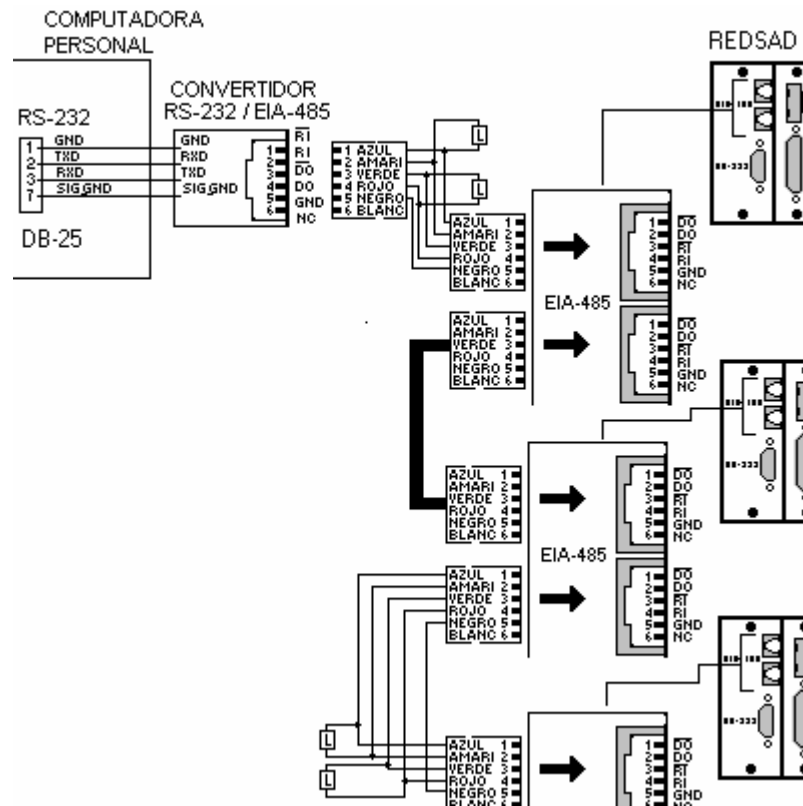
Figura 59 **Conexión de un cuadro por RS-485**



4.4.17.2.7 **Cableado de una red de cuadros a una computadora**

De dos a 32 cuadros pueden ser conectados en un mismo puerto de la computadora mediante la interfase RS-485. A cada equipo se le asigna un número de identificación, para que la computadora pueda direccionar a cada equipo de manera individual. En los extremos de cada línea de transmisión debe conectarse un resistor terminal (L). Se recomienda usar resistores de 120 ohms, 1/2 watt. Todos los blindajes de los cables, si lo tuvieran, deben aterrizarse en un solo punto. La unión donde la computadora se conecta a la línea de transmisión es el punto más recomendado para este aterrizaje.

Figura 60 **Conexión de varios cuadros por RS-485**



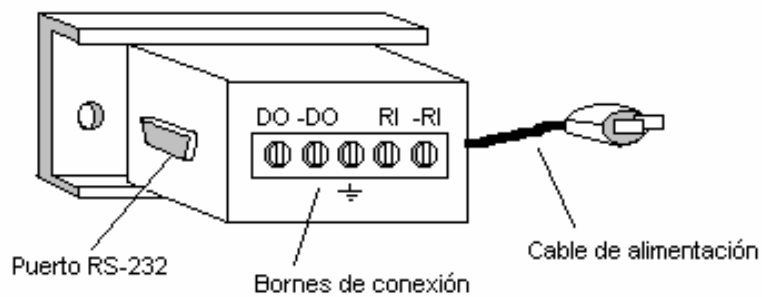
4.4.17.2.8 Conexión del convertidor RS-232 a RS-485

Para poder conectar la computadora a un bus RS-485 es necesario instalar el convertidor entre el puerto de la computadora y el cable de 6 hilos que comunica a los equipos. La instalación es muy sencilla, simplemente se conecta cada uno de los hilos del cable, de acuerdo con su función, en los bornes del convertidor. Como es de suponer, los hilos del cable se conectan en los bornes del convertidor a las funciones opuestas.

Así, el hilo RI (Rojo) se conecta en el borne DO, y el hilo -RI (Verde) se conecta en el borne -DO. De forma similar, el hilo DO (Amarillo) se conecta en el borne RI, y el hilo -DO se conecta en el borne -RI. Las tierras se conectan mediante el mismo hilo (Negro).

Finalmente, conecte el puerto RS-232 de la computadora con el convertidor mediante un cable serial estándar. Después de realizar el cableado no olvide energizar al convertidor (mediante su cable de alimentación), ya que de no hacerlo será imposible establecer cualquier comunicación.

Figura 61 **Convertidor RS-232 a RS-485**



4.4.18 Mantenimiento

Aquí se dan algunas recomendaciones para la verificación y mantenimiento del sistema de monitoreo basado en los cuadros de alarmas y registradores de eventos.

4.4.18.1 Verificación

El cuadro de alarmas es una parte fundamental del sistema de monitoreo, sin embargo no es la única. La correcta operación del sistema completo depende en gran medida de la calidad del cableado de las señales de entrada.

Por lo tanto, la verificación del sistema comprende tanto a los cuadros, como a todo el cableado y conexiones involucradas. Como no es posible dar un procedimiento específico para cada uno de los posibles sistemas, sólo se mencionan algunas de las recomendaciones más importantes.

- Asegúrese de que el cuadro muestra la hora y la fecha correcta (botón *RELOJ*) y corrobore que se realizan las funciones de despliegue de información (botones de *AVANCE* y *REGRESO*).
- Verifique que operen todas las señales luminosas, además de la audible, con el botón de *PROBAR*.
- Verifique la detección de alarmas en cada una de las entradas. Para ello aplique voltajes en cada una de las terminales o/y cambie la lógica de disparo para cada una de las entradas.
- Verifique la continuidad en todos los cables.
- Verifique la efectividad del contacto en todas las conexiones.
- Corrobore que las fuentes de alimentación tengan los valores correctos de voltaje, polaridad y, en su caso, frecuencia.

- Verifique los cables de tierra. Deben ser tan cortos como sea posible y del calibre adecuado. Verifique la continuidad en los cables de tierra.
- Verifique la operación de todos los dispositivos de conmutación en las entradas.

4.4.18.2 Diagnóstico y detección de problemas

El cuadro de alarmas y registrador de eventos *REDSAD* proporciona al operador diferentes facilidades para el diagnóstico y detección de fallas en el sistema.

El operador puede probar el funcionamiento actual del cuadro, verificando en la pantalla LCD los mensajes que corresponden a cada una de las funciones de los diferentes botones. Adicionalmente, el equipo proporciona una serie de mensajes de alerta cuando se ha llenado alguno de los espacios de la memoria FLASH. Así, por ejemplo, tenemos que si se agotan las oportunidades para escribir etiquetas aparece el siguiente mensaje:

ETIQ LLENAS

Si se agotan las oportunidades para escribir habilitaciones aparece:

BYTE LLENOS

Si los registros para eventos se llenan aparece:

FLASH LLENA

Estos mensajes son particularmente importantes, pues señalan la imposibilidad de seguir escribiendo en la FLASH, determinada información, hasta que se libera espacio. Para liberar espacio siga las instrucciones indicadas para el borrado de la memoria FLASH.

Más diagnósticos pueden ser realizados a través de los LED's que el cuadro presenta en su cara frontal. Existen tres LED's para la fuente y 24 LED's para las entradas. El estado de la fuente puede ser determinado en base a la siguiente simbología:

Tabla VI **Estado de la fuente**

Led de la Fuente	Indicación
VERDE	Fuente de poder funcionando
AMARILLO	Fuente de poder detecta sobrevoltaje (Voltaje alimentación >180 V cd)
ROJO	Fuente de poder detectó un corto circuito en la salida de +8V.

Los LED's de las entradas deben reflejar el estado de cada una de las entradas conforme a la señal aplicada y a la lógica de disparo. Así tenemos las siguientes posibilidades para una entrada:

Tabla VII **Posibilidades para una entrada**

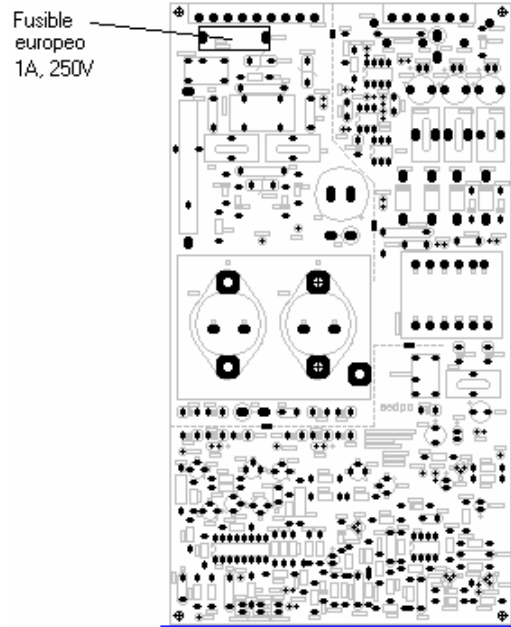
Señal Aplicada en la Entrada	Lógica de Disparo	Estado del LED
ALTO	POSITIVA	PRENDIDO
BAJO	POSITIVA	APAGADO
ALTO	NEGATIVA	APAGADO
BAJO	NEGATIVA	PRENDIDO

4.4.18.3 Fusibles

Hay un fusible, en la fuente del cuadro, que puede ser reemplazado por el operador en caso de que dicha protección llegase a operar. Para acceder a la tarjeta de la fuente de poder, primero se retiran los dos tornillos que sujetan la caja de la fuente por el lado de conexiones, así como la tapa ciega a la izquierda de la misma. Luego, se desconecta el cable con las salidas de voltaje del bus y se retira la fuente del gabinete, también por el lado de conexiones. Finalmente, para cambiar el fusible, se remueven los cuatro tornillos que aparecen por el costado de la fuente que presenta el conector para el bus. El fusible se identifica fácilmente ya que se encuentra en la parte visible de la tarjeta de circuito impreso. El fusible para reemplazo deberá estar especificado como sigue:

Figura 62 Fusibles en la tarjeta de la fuente de poder

Fusible tipo europeo 1A, 250V



4.4.19 Especificaciones generales

Elemento	Especificaciones
Alimentación	Voltaje AC 70-128 V Frecuencia 60 Hz Voltaje cd 100-180 V
Consumo	Menor a 25W
Falla Instantánea (Sin respaldo de Baterías) en Alimentación	Operación sin Alimentación Máximo 10 ms
Temperatura	0-60 °C (Operación) -15-75 °C (Almacén)
Humedad	10-95% RH (Humedad Relativa)
Vibración	16.7 Hz, 3 mm p-p
Atmósfera	No gases corrosivos No gases flamables
Aterrizaje	Menor a 100 ohms, Conexión individual a tierra física
Medidas	
Largo	266.7 mm (sin pestaña de fijación).
Alto	133.35 mm
Profundidad	240 mm
Peso	5 Kg aprox.
Panel Frontal	Pantalla LCD de 32 caracteres ASCII y botonera. Indicadores LED para el estado de cada punto monitoreado.
Interfaz Digital	Conforme a EIA-232 y EIA-485
Puerto Paralelo	Para Impresora Modo Texto
Reloj Interno	De tiempo real: fecha y hora
Resolución de los Eventos Registrados	Hasta 1246 Registros de Eventos, asilados o simultáneos, en memoria NO VOLATIL.
Detección de Alarmas	Por lógica de disparo positiva o negativa, configurable por entrada.
Señalización de alarma	Audible: bocina de alerta Luminosa: LED por punto General: Contacto Seco
Puntos de Monitoreo	Hasta 48 por cuadro, en 6 módulos de 8 entradas.
Personalización	Etiquetas y habilitación para las entradas por software.

4.4.20 Especificaciones para entradas

Módulo de entradas 127 V ca

Elemento	Especificación
Voltaje	127 V ca
Corriente de Entrada	6mA @ 125 V cd
Ciclos de Disparo	½ ciclo
Tiempo de Respuesta	4 ms mínimo 6 ms máximo
Tiempo de Liberación	15 ms mínimo 20 ms máximo
Nivel "ON"	80 V cd mín
Nivel "OFF"	12 V cd máx

Módulo de entradas 125 V cd

Elemento	Especificación
Voltaje	125 V cd
Corriente de Entrada	6mA @ 125 V cd
Pulso de Entrada	1 ms
Tiempo de Respuesta	1 ms mínimo 2 ms máximo
Tiempo de Liberación	1 ms mínimo 2 ms máximo
Nivel "ON"	80 V mín
Nivel "OFF"	12 V máx

4.4.21 Especificaciones para salidas

Salida de Alarma (contacto “seco”)

Elemento	Especificación
Voltaje	250 V ca / 100 V cd
Corriente	5 A (V ca) / 2ª (V cd)
Contactos	NA y NC

4.4.22 Especificaciones para transmisión

Transmisión punto a punto

Elemento	Especificación
Interfaz	Conforme a RS-232
Modo de Transmisión	Half-Duplex, Sistema a 2 hilos
Sincronización	Sistema Stara-Stop (asíncrono)
Línea de Transmisión (configuración)	Punto a Punto
Velocidad de Transmisión	4,800 bps
Distancia de Transmisión	15 m máximo
Código de Transmisión	8-bit Propietario
Longitud de Datos	8 bits
Bits de parada	Un bit de Parada
Paridad	Par
Número de Estaciones Conectadas	1 Estaciones Máximo
Detector de Errores	Paridad, suma de verificación
Canales	Un Canal

Transmisión multipunto

Elemento	Especificación
Interfaz	Conforme a RS-485 (Puede ser usado RS-232 con un convertidor a RS-485)
Modo de Transmisión	Half-Duplex, Sistema a 4 hilos
Sincronización	Sistema Start-Stop (asíncrono)
Línea de Transmisión (configuración)	Multipunto (línea compartida)
Velocidad de Transmisión	4,800 bps
Distancia de Transmisión	500 m máximo
Código de Transmisión	8-bit Propietario
Longitud de Datos	8 bits
Bits de parada	Un bit de Parada
Paridad	Par
Número de Estaciones Conectadas	32 Estaciones Máximo
Detector de Errores	Paridad, suma de verificación
Canales	Un Canal

5. MONITOREO INTEGRADO

En este capítulo se describen líneas generales por las que se rigen la arquitectura y los protocolos de comunicaciones de los nuevos sistemas de telecontrol de redes eléctricas.

Al estudiar las redes y protocolos de comunicaciones de los nuevos sistemas de telecontrol de las redes eléctricas se observa que desde los últimos años del siglo XX están experimentando un proceso generalizado de renovación que puede extenderse durante la primera década del siglo XXI. Dicho proceso sigue, como líneas generales, el paso de sistemas con muchos aspectos privados a otros más abiertos y estandarizados, tanto a nivel de protocolos como de medios físicos y topologías. Esta renovación marcará el funcionamiento futuro de las redes eléctricas.

Este proceso provoca que durante un largo periodo de transición se dé la coexistencia entre arquitecturas y protocolos “de distinta generación”, lo cual es un problema añadido a resolver. Es preciso controlar aspectos tales como los que se exponen a continuación, manteniendo la calidad y seguridad del suministro con un coste mínimo.

- Mantener la demanda permanente variable.

- Mantener las tensiones apropiadas para cada nivel de transmisión de la red, para no superar su capacidad, solventando problemas tales como el disparo de un generador, de un transformador, o de una o varias líneas, manteniendo las tensiones en cada nivel de transmisión dentro de los límites fijados.

Asimismo, existen otros factores que dificultan la tarea de controlar un sistema eléctrico, entre los que cabría destacar:

- La cooperación entre distintas compañías, motivada por los siguientes factores:
 - El paso de estructura vertical (*una única empresa realiza las funciones de producción, transporte y distribución*) a horizontal (*estas funciones son repartidas entre distintas empresas*), con el fin de preparar el sector para la competencia a través de una clarificación de los costes de cada actividad.
 - El aumento de empresas generadoras externas a las empresas eléctricas, que se conectan a la red en niveles de tensión inferiores a los de las centrales convencionales.
 - El incremento de los intercambios de energía eléctrica entre compañías. Dichos intercambios que pueden exigir actuaciones en la red para evitar problemas de flujos paralelos de energía.

- La deregularización, o libertad de los consumidores para contratar energía eléctrica con cualquier empresa distinta a la que opera en su territorio.
- La creciente incidencia de los problemas medioambientales en el funcionamiento de las centrales, que requiere que el operador maneje informaciones distintas a las tradicionales.
- La prolongación de la vida útil de las centrales motivada, entre otras razones, por las incertidumbres acerca de la rentabilidad de las inversiones en nuevos generadores.
- La asunción de que el objetivo principal de una empresa eléctrica es la satisfacción de sus clientes.
- El crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos cincuenta años.
- La necesidad de que este control se realice en tiempo real.

Estos factores han obligado al desarrollo de herramientas que faciliten a los operadores cumplir con su cada vez más compleja tarea, dichas herramientas son los sistemas de telecontrol de redes eléctricas.

5.1 Telecontrol

Un sistema de telecontrol es un conjunto de equipos que permite a un operador remoto controlar el funcionamiento de un sistema, en este caso un sistema de distribución eléctrica. Las primeras patentes de sistemas de telecontrol datan de finales del siglo XIX. Dichos sistemas se limitaban al control remoto de dispositivos, generalmente interruptores, y a la transmisión de información relativa al estado de éstos, algunas alarmas y los valores de alguna magnitud física.

En 1,954 se introduce el primer sistema de control automático en redes eléctricas, y a partir de la década de los 60 aparecen los primeros sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*, Control Supervisor y Adquisición de Datos), con nuevas funciones gracias al uso de ordenadores y al empleo de pantallas para presentar información a los operadores. Entre estas nuevas funciones están las EMS (*Energy Management System*, Sistema de Gestión de Energía), tales como: análisis de seguridad, estimación de estado, predicciones de carga, archivo histórico de datos, etc.

A partir de 1,975 la incorporación de microprocesadores a los equipos de los sistemas de telecontrol ha permitido incorporar nuevas funciones, convirtiéndolos en herramientas imprescindibles para la gestión de las redes eléctricas o de cualquier tipo de red de proceso distribuido.

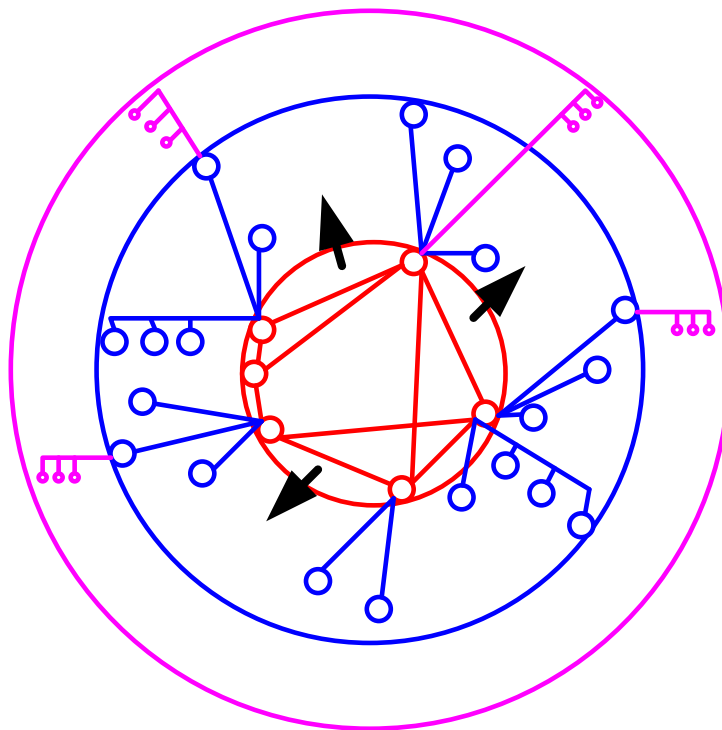
Los sistemas de telecontrol adquirirán un protagonismo cada vez mayor en el futuro, por las siguientes razones:

- La integración en un único sistema de funciones que hasta ahora se realizaban por sistemas diferentes (*control local, seguridad, teleprotección, etc.*).
- Tendencia a la gestión total, abarcando los sistemas de telecontrol todos los niveles de tensión de la red eléctrica.
- Prestación de servicios distintos al eléctrico como, por ejemplo, servicios de telecomunicaciones.
- El creciente uso de sistemas expertos que proporcionan herramientas y bases de datos tanto para la operación como para el mantenimiento, planificación y, en general, todas las actividades relacionada con el negocio eléctrico.
- La conexión con otras empresas eléctricas es cada vez más necesaria por los factores ya citados. Esto implica la necesidad de transmisión de grandes volúmenes de información con nuevos requisitos.

5.1.1 Estructura de las redes de comunicaciones de los sistemas de telecontrol de redes eléctricas

En la red de comunicaciones de un sistema de telecontrol de una red eléctrica existen dos niveles de jerarquía: la red troncal, centrada básicamente en las instalaciones de alta tensión (HV) y en los centros de control; y la red de acceso, usada para comunicar las instalaciones de media (MV) y baja (LV) tensión, e incluso a los mismos clientes. Dicha estructura se muestra en la siguiente grafica.

Figura 63 Estructura jerárquica de las redes de comunicaciones de los sistemas de telecontrol de redes eléctricas



5.1.2 Arquitectura y protocolos tradicionales

Las redes y protocolos de comunicaciones de los sistemas tradicionales de telecontrol de redes eléctricas presentaban las siguientes características:

- Bajas velocidades de transmisión (entre 200 y 1200 bps).
- Arquitecturas de red simples (punto a punto, punto a multipunto y anillo).
- Medios físicos y protocolos de comunicación privados.
- Estructura jerárquica en la que la información viaja a baja velocidad desde las remotas a los centros de control de distrito, que concentran la información y la pasan a los centros de control regionales que, a su vez, la transmiten a un centro de control principal.

Con el tiempo, los grandes avances experimentados en las telecomunicaciones, la informática y la estandarización hicieron patentes las limitaciones de dichos sistemas:

- Dificultad de integración con otros sistemas.
- Dificultad para añadir nuevas funciones.
- Dificultad para la interconexión.

- Rigidez estructural.
- Falta de estandarización.

5.1.3 Tendencias de cambio

El entorno cambiante en el que se desenvuelven las redes eléctricas, la liberalización tanto del sector eléctrico como del de las telecomunicaciones, las nuevas tecnologías, y la constante necesidad de mayor disponibilidad y eficiencia (menor coste), y de comunicar mayores volúmenes de información más rápidamente (*se predice que la introducción de las nuevas aplicaciones de control y de los protocolos estándares provocará un incremento del flujo de datos de entre 4 y 10 veces el actual*), han hecho que las necesidades de comunicación de datos de las empresas hayan cambiado.

A estos factores se une el hecho de que en las compañías eléctricas se está fomentando el uso de redes digitales para las comunicaciones tanto internas como externas.

Estos factores promueven el uso de recursos compartidos especialmente en las redes troncales, y la unificación y simplificación de los procedimientos (incluso de los contractuales) para reducir costes de operación. Esto parece entrar en conflicto con la necesidad económica y la tecnológica de trabajar con redes y medios de transmisión cada vez más diversos técnicamente, tanto públicos como privados.

La liberalización del sector de las telecomunicaciones brinda a las compañías eléctricas la posibilidad de ofrecer servicios que antes eran propios de ese sector, ya sea como proveedor de telecomunicaciones o proporcionando redes de transmisión para otros proveedores de telecomunicaciones.

Las empresas que distribuyen la electricidad a los consumidores finales podrían ofrecerles, a su vez, servicios tales como televisión por cable, acceso a Internet, telefonía, telebanca, telecompra, lectura remota de contador de consumo de electricidad, etc.

Las empresas que transportan la electricidad a mayores niveles de tensión solo podrían ofrecer servicios de comunicación, necesitando de las compañías de telecomunicaciones tradicionales o de las empresas de distribución para llegar a los usuarios finales, a menos que ofreciera servicios de telefonía móvil.

La influencia de estos factores de cambio se reflejará en distintos aspectos de la operatoria de los sistemas de telecontrol. Algunos de estos aspectos son:

- Se dotará de las estaciones remotas de mayor inteligencia para descargar la red de transmisión y los centros de control regionales.
- El uso de protocolos estándares de transmisión (que suelen ser menos eficientes y optimizados que los protocolos privados a los que sustituyen) incrementará el número de bits a transmitir, de manera que aumentará la necesidad de capacidad de transmisión de datos.

- Las transmisiones de datos estarán formadas por ráfagas producidas por accesos remotos a bases de datos a altas velocidades desde los centros de control regionales o desde las estaciones remotas.
- La compañía tomará la información procesada de los centros de control regionales correspondiente (en vez de tomarla sin procesar directamente de las remotas) lo cual supone menos enlaces de mayor velocidad. Este nuevo enfoque presenta el inconveniente del retraso que impone el procesado de la información en la remota, la transmisión desde ésta al centro de control regional, el procesado en el mismo, el acceso a las bases de datos, la transmisión al usuario que requiere la información y su presentación, lo cual podría tomar desde segundos a minutos. Como consecuencia, será necesario mantener el acceso directo a los datos desde la remota para ciertas aplicaciones en las que el factor tiempo sea clave (como generación de energía eléctrica o cálculo de flujo eléctrico) para obtener datos lo más consistentes posible.
- La liberalización del sector conllevará un abaratamiento de los precios, lo cual impondrá una política de disminución de gastos. Una de las estrategias de dicha política es controlar muchas estaciones y plantas generadoras remotamente gracias a sistemas de control de video en vez de emplear personal.
- Los servicios de telefonía y transmisión de datos que tradicionalmente viajaban multiplexados en un mismo canal analógico de 4 kilohertz, serán transmitidos en canales separados de 64 Kbps.

- La necesidad de más enlaces más rápidos y de transmisión digital han relegado los enlaces analógicos (cable y PLC, *Power Line Carrier*) a la obsolescencia, previéndose su sustitución progresiva por enlaces digitales (fibra óptica, enlaces de radio digitales de microondas y, en algunos casos, PLC digital).

Otro factor de cambio ya mencionado es el de las nuevas tecnologías de las telecomunicaciones, que evolucionan básicamente por las necesidades de las redes públicas de telecomunicaciones. A continuación se estudian algunas de ellas y su influencia:

- Internet ofrece acceso a bases de datos de interés general y a actualizaciones de software, un servicio de correo eficiente y alojamiento a la web de la compañía. Sin embargo, la transmisión de datos a través de Internet es no muy segura (se requieren cortafuegos), y la tasa de transmisión depende de la carga de la red en cada momento.
- Enlaces de radio de corta distancia, que presentan tasas de transmisión de entre 2 y 34 Mbps, están disponibles a un coste razonable para bandas de frecuencia de 15, 23, 25 y 38 Ghz. Esta es una alternativa más barata que instalar nuevos cables, sobre todo en las ciudades.
- Fibra óptica sobre los cables de tierra de las líneas eléctricas que interconectan ciudades.

- Los satélites VSAT (*Very Small Apertura Terminal*, Terminal de muy pequeña apertura) constituyen una buena opción para lugares con difícil accesibilidad. Ofrecen una tasa de transmisión de entre 300 y 9600 Kbps a bajo coste. Su principal inconveniente radica en su alto retraso de propagación de 250 ms, que disminuye el flujo de datos efectivo, especialmente si se usan protocolos de transmisión de datos con mecanismos de acuse de recibo.
- SDH (*Synchronous Digital Hierarchy*, Jerarquía Digital Síncrona). La elevada tasa de transmisión que ofrece SDH no es estrictamente necesaria para los sistemas tradicionales, que trabajan aisladamente. Sin embargo, si las compañías aprovechan la liberalización para ofrecer servicios de telecomunicaciones o si múltiples compañías se fusionan formando una gran red común, sería aconsejable dotar la red de la tecnología SDH, dada su precio y su buen nivel de estandarización. Para utilizar esta tecnología sería necesario utilizar protocolos de transmisión adecuados a la misma.
- ATM (*Asynchronous Transfer Mode*, Modo de Transferencia Asíncrono) tiene buenas perspectivas como mecanismo de transporte para SDH.
- Los modems de alta velocidad para líneas analógicas de 4 Kilohertz se pueden usar para el acceso remoto, la programación y el control de equipos desde una PC. La máxima tasa de transferencia es de 33.6 Kbps, aunque podría mejorarse mediante compresión de datos. En breve, ADSL y HDSL permitirán tasas de transmisión de varios Mbps sobre cables de cobre.

5.1.4 Arquitecturas y protocolos nuevos

Las necesidades de las compañías eléctricas son heterogéneas incluso dentro de una misma compañía. La naturaleza jerárquica de las redes eléctricas se refleja claramente en sus requisitos y en las soluciones de comunicación dadas a los diferentes problemas planteados por las diferentes jerarquías. En este contexto, parece difícil aplicar los mismos sistemas de comunicaciones para las redes troncales y las de acceso. Así mismo, los factores de cambio estudiados tienen distintas repercusiones en los distintos niveles jerárquicos de las redes de comunicaciones de los sistemas de telecontrol de las redes eléctricas.

En la siguiente parte supondremos que los sistemas de control utilizan redes de comunicaciones específicas para tal fin, sin contemplar la posibilidad de compartirlas para otros servicios y con otras compañías eléctricas.

Las redes troncales (que abarcan las grandes plantas generadoras, grandes subestaciones y centros de control) ejercen mayor presión sobre la integración de los medios de comunicación, la interconexión, el uso compartido de los recursos y la estandarización, lo cual hace que estas redes tiendan a evolucionar hacia mayores anchos de banda y más integración. Así, las redes troncales tienden a parecerse a las redes públicas de telecomunicación, siendo en muchos casos apropiados las técnicas y estándares de éstas.

Las redes troncales tienden a evolucionar hacia la fibra óptica, enlaces de radio digitales de mayor capacidad y SDH.

Dichas redes pueden usar el acceso de frame relay, además de X.25 e ISDN de banda estrecha. Hay que destacar que frame relay asume la disponibilidad de buenos enlaces de transmisión, lo cual no es necesario con X.25. ATM de baja velocidad (que permite bajas tasas de transmisión, tales como 64 Kbps) podría ser una alternativa para X.25 y frame relay.

Bajo la suposición de que las redes son específicas para los sistemas de control, las redes de banda estrecha serían suficientes para dicho propósito. En este contexto, existe la posibilidad real de usar TCP/IP.

Las redes troncales son candidatos apropiados para aplicar el enfoque de siete capas de OSI usando perfiles específicos de telecontrol, como los de la serie IEC 60870-6: el IEC 60870-6-501/502 TASE.1 (ELCOM) o el IEC 60870-6-503/802/702 TASE.2 (más moderno y exitoso debido a su variedad de servicios y a su abierto modelo de objetos, separado del protocolo, que permite el intercambio de diferentes tipos de información, como SCADA y EMS). Aunque inicialmente TASE.2 fue diseñado como protocolo entre centros de control, sus modelos de objeto y de servicio también cubren las comunicaciones de los centros de control con plantas generadoras y subestaciones. Incluye programas de generación de energía y objetos para representar eventos de protección para las subestaciones y cortes eléctricos para estaciones de potencia.

Actualmente, en muchas compañías eléctricas las redes de comunicaciones para el control se mantienen separadas de las de gestión, siendo típico que las primeras usen protocolos privados mientras que las segundas usen protocolos de Internet. Como los requisitos de ancho de banda de las redes de gestión crecen más rápidamente que los de las redes de control, existe la posibilidad real de que en el sistema troncal se termine usando protocolos de Internet. Algunas compañías ya lo hacen, aunque son minoría. Asumiendo tal circunstancia, el comité de estudio 35 (SC35) de la CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*, Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) ha creado un grupo de trabajo para estudiar las posibilidades que la tecnología Internet ofrece al control de redes eléctricas.

Las redes de acceso, que engloban los sistemas de media y baja tensión, la automatización de la distribución y el DSM (*Demand Side Management*, Administración de la Demanda), no necesitan mucho ancho de banda y tiene grandes restricciones económicas.

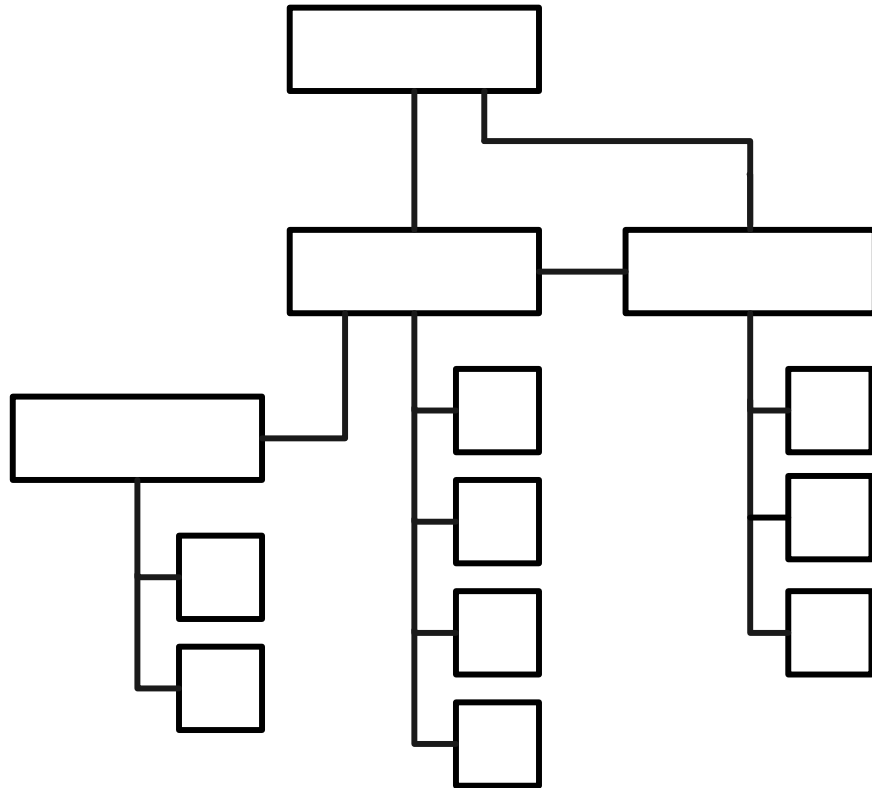
Estas redes podrían usar sistemas de telefonía móvil, públicos o privados, sistemas de radiocomunicación troncalizados y otros sistemas de radio punto a multipunto. También son interesantes desarrollos específicos, como PLC, transmisión de datos sobre cables de baja tensión, etc. También se podrían aplicar sistemas públicos de acceso, tales como líneas conmutada, ISDN de banda estrecha y acceso a través de redes híbridas de fibra óptica y coaxial (HFC). Existen experiencias usando la infraestructura de televisión por cable para lectura de contadores, información al cliente y, en general, para DSM.

Las redes de acceso podrían usar protocolos estándares del tipo IEC 60870-5 que siguen la pila de tres niveles EPA (*Enhanced Performance Architecture*, Arquitectura de Rendimiento Mejorado) de IEC. Aunque el estándar IEC 60870-5 está siendo cada vez más aceptado, no define un protocolo completamente cerrado sino, más bien, un conjunto amplio de opciones entre las cuales elegir, permitiendo diferentes funcionalidades dentro del estándar, lo cual hace necesaria la definición de perfiles o subconjuntos para aplicaciones o compañías específicas. Por ese motivo se definió en 1995 el estándar IEC 60870-5-101, que define un perfil funcional para tareas básicas de telecontrol.

Algunas compañías han implementado protocolos en IEC 60870-5, entre los que destaca el protocolo DNP 3.0 (*Distributed Network Protocol*, Protocolo de Red Distribuido), usado principalmente para las funciones de SCADA y la automatización de la distribución. Este protocolo es muy aceptado a pesar de no adaptarse completamente al estándar. Entre otras diferencias, DNP añade un nivel de transporte que permite usar mensajes mayores que los de la especificación original. Otras implementaciones añaden una capa de red/transporte al estándar IEC 60870-5, ya que muchas veces es necesario establecer varios enlaces o hay una red entre las remotas y los centros de control.

Una de las alternativas de interconexión que se usa en la práctica es TCP/IP sobre Ethernet, normalmente mediante encapsulación. De lo anteriormente dicho, se concluye que la automatización de las redes ha sido algo muy buscado, el control remoto es importante y con la integración de computadoras, se logra una evolución vertiginosa, apuntando a las características de los actuales centros de control.

Figura 64 Posible estructura de un sistema de control



Un centro de control está formado por un centro de control principal, o un conjunto de centros de control jerarquizados, y un conjunto de unidades de transmisión remotas RTU (*Remote Terminal Unit*, Unidad Terminal Remota) conectadas al centro de control. En la figura 61 se puede ver una posible estructura de un sistema de control. De esta manera es posible un traspase de información entre cada remota y el centro de control y viceversa. La palabra control es un término genérico que en algunas ocasiones puede llevar a confusión. Por ello es interesante, destacar que, este término implica no sólo el concepto de actuación sino que, también, le añade la idea de monitorización o presentación de datos en el centro de control del sistema, lo que implica la adquisición de datos del campo por las estaciones remotas.

CENTRO
NAC

CENTRO
REC

CENTRO DE CONTROL
PROVINCIAL

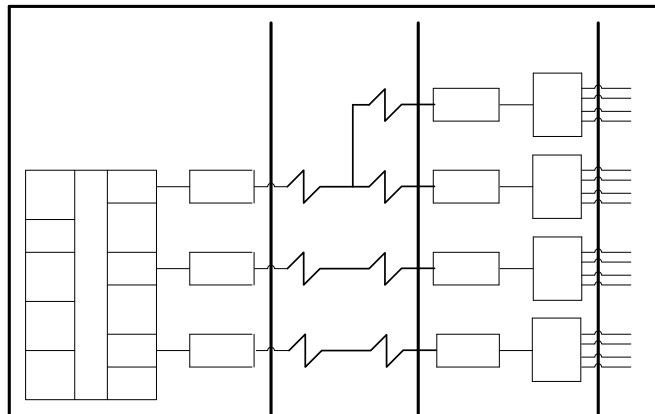
RTU

En un principio el control se realizaba por medio de técnicas simples así como los componentes. Había muy poca elección de componentes de estado sólido, sensores electrónicos y convertidores analógico-digitales. Incluso las estaciones remotas, dentro de una primera evolución de los sistemas de control, continuaban estructuradas como en sus comienzos ya que las empresas implicadas en las mismas no buscaban una alternativa a la prestación de funciones de las mismas. Sin embargo, en los años siguientes empiezan a aplicar nuevas técnicas de diseño de estaciones remotas de manera que nos encontramos remotas que usan microprocesadores, lo que ha aumentado considerablemente las prestaciones que ofrece una remota, y ha abierto un vasto campo de posibilidades para el futuro.

Los sistemas de control, que comprenden instalaciones de telemedidas, poseen cada vez más una mayor cantidad de aplicaciones distintas de las iniciales, sobre todo en el sector eléctrico. Aquello que en sus comienzos empezó siendo un sistema de supervisión, control y adquisición de datos, sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), se ha ido convirtiendo con el tiempo en sistema de administración de energía ó EMS (*Energy Management System*). Por ello el sistema de control se convierte, hoy en día, en un sistema de supervisión con un amplio abanico de aplicaciones de control, en nuestro caso en distribución de energía, sobre áreas de consumo, adquiriendo datos del campo, suministrando información a los centros de control y operación. Todo esto le va a permitir llevar a cabo muchas tareas de manera automatizada, algunas de las cuales son: el despacho de energía, la resolución de problemas producidos por restricciones de carga o caídas de tensión, el cálculo de las previsiones de demanda de la red.

Por todo esto es por lo que las normas ANSI (*American National Standards Institute, Instituto Nacional Estadounidense de Estándares*), definen el sistema de administración de energía, denominado genéricamente sistema de supervisión, como el conjunto de elementos de control, indicadores y equipos de teledata asociados a la estación principal o centro de control, así como todos los dispositivos complementarios que se encuentren tanto en las subestaciones como en las propias remotas.

Figura 65 **Configuración típica de un sistema de control**



La estructura de un sistema de control puede estar gobernada por un conjunto de centros de control jerárquico o en paralelo que comparten información o se traspasan entre ellos. Por ello observamos en la figura 62 los componentes básicos de un sistema de control, que son: centro de control, unidad de transmisión remota RTU y medio de comunicación entre ellos, desarrollando su estructura, sus componentes y sus características de funcionamiento.

**CENTRO DE
CONTROL**

Los sistemas de control de redes eléctricas tienen la misión de ejercer el control sobre los dispositivos y confirmar que este control se produce de forma adecuada. Al conjunto de dispositivos, módulos funcionales e interfaces con los canales de comunicación que permitan llevar a cabo correctamente las funciones de supervisión se le da el nombre de centro de control. En esta definición el concepto de control implica todo tipo de control, asociando los equipos de teledadida al centro de control así como cualquier dispositivo complementario que en la remota exista. En sus comienzos los centros de control sólo llevaban a cabo las funciones de SCADA. Con el tiempo se le fueron añadiendo otras funciones diferentes hasta conseguir lo que hemos llamado un sistema de gestión de energía EMS. Para llevar a cabo todas estas tareas, el centro de control en particular, y el sistema de control en general, debe estar diseñado bajo las premisas de fiabilidad, estabilidad, seguridad y economía. La consecución de estas tres premisas fue un gran paso hacia delante en la ampliación de las posibilidades de uso de los centros de control. De las tres la más significativa es la de seguridad. Las condiciones de operación de un sistema se pueden dividir en tres categorías o estados diferentes: estado normal, estado de emergencia y estado de restauración. El primero de ellos, el estado normal, ocurre cuando los límites de operación y carga son satisfechos por el sistema. Es razonable y deseable suponer que éste sea el estado en el que generalmente se encuentre el sistema cuando se encuentra en un estado de cuasi-equilibrio. Un sistema está en estado de emergencia cuando los límites de operación no se satisfacen completamente. Existen dos tipos de emergencia: cuando se violan únicamente los límites de operación en el estado de cuasi-equilibrio, por ejemplo, cuando los límites de carga de un equipo se sobrepasan o la tensión en una línea es inferior a lo previsto, o cuando se violan los límites de operación en estabilidad y como resultado de ello pelagra la estabilidad del sistema.

El primero de ellos recibe el nombre de emergencia de estado de equilibrio mientras que el segundo se conoce como emergencia dinámica. El estado de restauración ocurre cuando en el sistema no se satisfacen los límites de carga y como consecuencia de ello el sistema completo o una parte de él se cae. En caso de que sea una parte del sistema la que se caiga el resto puede encontrarse en estado de emergencia. Naturalmente en estos casos la actuación del centro de control debe ser inmediata ya que se pueden suceder en cascada las caídas de otras partes del sistema, deteriorándolo aún más. Al dividir el estado de operación de un sistema de potencia en tres estados posibles, estamos subdividiendo a su vez el problema general de funcionamiento en tres sub-problemas, de los cuales el más significativo, desde el punto de vista del diseño y utilización del centro de control, será el relativo al funcionamiento y operación del sistema cuando éste se encuentre en el estado normal, estado en el que debe de encontrarse la mayor parte del tiempo. Por tanto la misión del centro de control consistirá en mantener al sistema en el estado normal de operación, previniendo o minimizando el paso a otro estado diferente no deseado. Para realizar una estrategia efectiva que nos permita llevar a cabo este objetivo vamos a desarrollar más detenidamente el concepto de seguridad del sistema. La seguridad de un sistema se puede considerar como la capacidad que tiene ese sistema de enfrentarse a una perturbación del mismo sin pasar a un estado de emergencia. Si eso ocurre diremos que el sistema es seguro. Para ello el propio sistema posee un conjunto de posibles contingencias clasificadas en seguras e inseguras, de manera que el sistema de control, para conseguir su propósito de prevenir o minimizar el paso del estado normal a cualquier otro estado de emergencia, debería ser capaz de saber si se encuentra o no en el estado normal. Si éste es el caso, determinar si la contingencia que se presenta es segura o insegura, y si es insegura, ser capaz de determinar qué acciones son necesarias realizar para volver a un estado normal seguro.

Para sistemas de control geográficamente poco dispersos esta integración se lleva a cabo con un único centro de control. Para sistemas más grandes es necesario llevar a cabo esta integración mediante el uso de varios niveles de centros de control en una jerarquía de computadoras.

Teniendo en cuenta las ideas anteriores, tendremos que llegar al uso de dispositivos y técnicas avanzadas ya que la integración en un mismo centro de las posibilidades de un SCADA con muchas de las nuevas tareas, implica la recolección, manejo y procesado, en pocos segundos, de un gran volumen de datos del sistema en tiempo real. Estas nuevas posibilidades traen consigo el uso de técnicas de filtrado y de estimación de estados, así como la integración en un único proceso de las funciones automáticas y manuales, tendremos que llegar al uso de dispositivos y técnicas avanzadas.

En seguida mostramos un resumen de las funciones, en tiempo real, que pueden aparecer implementadas en los centros de control. Es difícil encontrar un centro de control que posea todas estas funciones ya que los problemas de operación son muy diferentes de unas redes eléctricas a otras, puesto que dependen de los recursos, la estructura y la filosofía de operación de cada compañía eléctrica. Las funciones de un centro de control pueden ser:

- SCADA
- Control Automático de la Generación (AGC)
- Despacho Económico
- Control Automático de la Tensión
- Control de Energía Reactiva

- Estimación de Estado
- Flujo de Carga
- Análisis de Seguridad
- Análisis Automático de Incidencias
- Control de Emergencias
- Reposición Automática de Servicio

También veremos otras características que pueden presentar estos centros de control y que se refieren a dispositivos y aparatos con que pueden contar estos centros para desarrollar las tareas encomendadas. La mayoría de los centros de control implementan algunas de estas posibilidades y con el tiempo se le van añadiendo otras distintas que mejoran los servicios que ofrece un centro de control. Por último también apuntaremos que siempre hay diferencia entre el proyecto, sobre el papel, y su implementación en tiempo real del centro de control. Otras características son:

- Estructura jerárquica, consistente en varios niveles del subsistema de ordenador
- Procesador o multiprocesador doble con periféricos redundantes
- Equipos de telemedida y adquisición de datos de alta velocidad digitales
- Amplios sistemas de instrumentación de magnitudes eléctricas
- Monitores en color gráficos interactivos
- Cuadro sinóptico de pared, dinámico o digitalizado

Según algunos las funciones básicas de un sistema SCADA son cuatro: adquisición y proceso de datos de la red, diálogo hombre-máquina, archivo histórico de informes, y gestión de la base de datos asociada a la red.

- La adquisición de datos de la red se suele realizar mediante un mecanismo de pregunta-respuesta, es decir, que es el centro de control quien solicita de cada RTU los datos que necesita. Mediante priorizaciones adecuadas se logra que la información sea recogida con el retraso y la periodicidad elegida. El proceso de una entrada analógica incluye la conversión a valores de ingeniería, el escalado, el contraste de rebase de límites de alarma, el archivo histórico, la actualización de la base de datos y, eventualmente, el disparo de los mecanismos de alarma, con registro de la incidencia y aviso visual y acústico al operador. Por el contrario, en una entrada digital, se comprueba si supone un cambio con respecto al valor anterior y, en caso afirmativo, se procesa como una alarma siguiendo un esquema similar al expuesto anteriormente. Algunos datos se pueden definir manualmente si el operador conoce su valor correcto por otro camino y el valor presente es erróneo debido a una avería conocida.
- El diálogo hombre-máquina persigue una relación cómoda y fiable entre el operador y el sistema que éste controla. Para ello el sistema SCADA posee la función de monitorización del sistema la cual identifica y presenta las condiciones de operación que en este instante posee el sistema de potencia, por ello se trata de un función en tiempo real.

El diseño de interfaces amigables es siempre interesante, sobre todo si se trata de operar sistemas con funcionamiento continuo que implican la toma de decisiones comprometidas, muy a menudo, en situaciones de estrés psicológico. El diálogo hombre-máquina ha evolucionado desde los primeros SCADA basados en relaciones alfanuméricas de eventos, hasta los actuales centros con sistemas gráficos de manejo de la información. Para mostrar el estado actual en que se encuentra el sistema esta función utiliza los tubos de rayos catódicos con un gran número de formatos de pantallas. En algunas ocasiones y si el centro de control es importante, se utiliza un mímico, el cual muestra sobre un esquema general de la red, que ocupa toda una pared del centro de control, la topología actual del sistema. Un interfase hombre-máquina posee estas dos funciones: aquellas basadas en gráficos, sobre los que se representa la información y espera la interacción del operador; y por otra parte aquellos de tipo alfanumérico, que contienen listas de estados y medidas, alarmas, históricos, etc. Todo ello realizado por un código de colores que facilite la comprensión al operador. En cuanto a las peticiones del operador también han evolucionado desde el diálogo mediante códigos introducidos desde el teclado, hasta el uso de teclados funcionales, marcación directa a pantalla, diálogos asistidos por el sistema y algunos otros tipos de interfaces avanzados.

- En muchas ocasiones se plantea la necesidad de contar con un archivo histórico de la evolución del sistema del que sea posible obtener los informes pertinentes. Debido al volumen de información que supondría, no se archiva toda la información obtenida de la red, sino aquella que resulte más significativa, como: cambios de estado, rebase de límites, alarmas, valores medios, mínimos y máximos, así como una fotografía de la red con periodicidad media, esto es orden de 10 minutos dependiendo, etc.

De toda esta información se podrían solicitar los partes deseados de acuerdo con las opciones y formatos previstos.

- La base de datos que se obtiene a partir de una red eléctrica contiene un elevado número de elementos. Por tanto, la introducción y el mantenimiento de los datos necesarios en un sistema de esas características hace el manejo de esa base de datos algo complejo y nada trivial, sobre todo si se requiere respuestas en tiempo real. La relación entre la base de datos y los ficheros de representación de datos es crucial. La forma en que esos datos, que se van a mostrar en los CRT (Cathode Ray Tube, tubo de rayos catódicos), han sido obtenidos, calculados, dispuestos y mostrados son la base del funcionamiento correcto de un sistema SCADA en tiempo real.

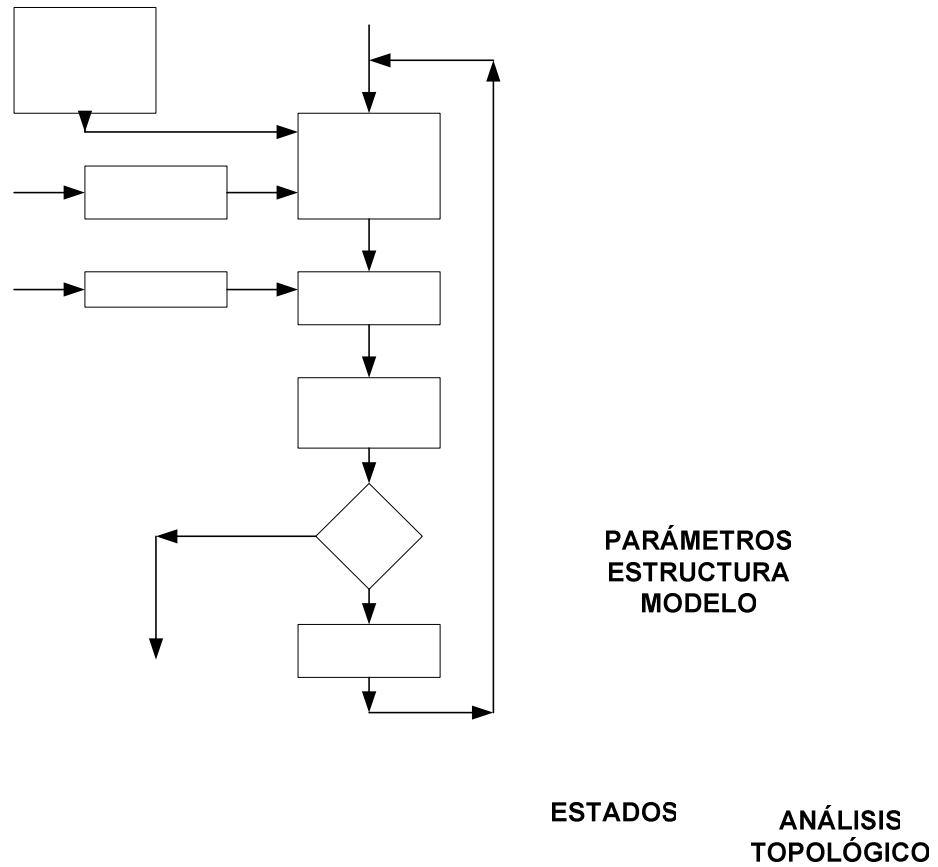
5.1.4.1 Estimador de estado

El error contenido en una medida individual es desconocido, por ello nunca podremos obtener el verdadero valor de una cantidad que nos interese. Para poder discriminar entre medidas correctas e incorrectas, así como mejorar la exactitud en los valores de las magnitudes medidas, se hace necesaria la existencia de una cierta redundancia en las medidas, es decir, tomar más de una medida de la cantidad que nos interesa. Para entender mejor este razonamiento vamos a considerar un ejemplo lejos de lo que es una red eléctrica: supongamos que tenemos interés en medir la temperatura de un determinado proceso.

Naturalmente que un buen termómetro sería lo adecuado, sin embargo, si esa temperatura se convierte en un parámetro crítico, ese único termómetro quizás no sería suficiente para estar seguro de su comportamiento. Por tanto un segundo termómetro añadido mejoraría los resultados que se obtengan, aunque en el caso de que sus valores difieran en más de una cierta cantidad, nos indicaría que el sistema no funciona correctamente pero seguiríamos sin saber cuál de las dos medidas es la correcta. Un tercer termómetro sería la solución aunque en algunas ocasiones se recurre a otro parámetro distinto, por ejemplo medir la presión y a partir de un modelo matemático que relacione presión y temperatura obtener el valor deseado. En este ejemplo hemos necesitado una redundancia de tres a uno, como mínimo, para obtener un valor fiable.

En los sistemas de potencia no es la temperatura la magnitud que más nos interesa medir, en general se tratará de tensiones y ángulos de fase. Por ello se puede formular un modelo matemático que reproduzca el comportamiento de la red eléctrica, que junto con técnicas de estimación de estados nos va a permitir obtener los datos deseados sin necesidad de duplicar mediciones excesivamente.

Figura 66 Lógica de funcionamiento del estimador de estado



En la figura 63 hemos representado la lógica de funcionamiento del estimador de estado. Como se ve comienza determinando qué parte de la red va a estudiar o es observable actualmente, para ello utiliza el modelo de la red así como la estructura actual de la red, que la obtiene a partir de los estados de cada interruptor del sistema mediante el llamado análisis topológico. En el siguiente paso el estimador de estado con las medidas recibidas, después de un prefiltrado donde se prescinde de los valores claramente erróneos, va puliendo los valores obtenidos con los estimados y viceversa de manera que es capaz de detectar errores y subsanarlos. Una vez resuelto todo el proceso, da por finalizada su tarea.

Por tanto el estimador de estado se puede entender como un procedimiento matemático para calcular, a partir de un conjunto de medidas de la red, la mejor estimación posible de las magnitudes de tensiones y ángulos de fase de la red. Se supone que el conjunto de medidas utilizadas para este fin poseen el grado de diversidad y redundancia necesarias para permitir la correlación estadística y corrección de las medidas, detectando datos erróneos y obteniendo los valores de cantidades no enviadas como dato. En cada proceso cada medida tomada contribuye a la estimación de más de una magnitud y cada magnitud se estima a partir de más de una medida.

Las principales misiones encomendadas al estimador de estado serán las siguientes:

- Determinación del estado de la red conociendo sus variables eléctricas en cualquier punto, ello nos permitirá calcular datos no enviados o perdidos en la transmisión e identificar errores.
- Mejorar la precisión de las medidas mediante la contrastación de un dato por varias vías.
- Proporcionar datos de entrada a la función de monitorización.
- Proporcionar los datos del bus de carga para llevar a cabo otras funciones como, por ejemplo: análisis de seguridad, flujo de carga, etc.

Se puede suponer que el estimador de estado nos va a proporcionar una fotografía de la red, indicándonos el estado actual que ésta presenta. Sin embargo esta idea es falsa ya que en el tiempo durante el cual se han realizado las medidas han podido ocurrir fenómenos que desvirtúen esa imagen que nos da de la situación actual de la red. Cuando el sistema se encuentra en el estado normal de funcionamiento, que debe ser en la mayoría de los casos, el estimador de estado nos dará, con mucha aproximación, el estado real del sistema. Sin embargo, cuando nos encontramos en el estado de emergencia ese desfase temporal entre dos medidas que suponemos simultáneas puede llevarnos a trabajar con errores.

5.1.4.2 Análisis de seguridad

El concepto de seguridad en un sistema de generación y distribución de energía eléctrica ya lo vimos cuando hicimos la introducción al concepto de centro de control. Sin embargo, podemos decir, en líneas muy generales, que todos entendemos que una red eléctrica es segura cuando la probabilidad de que se presente un apagón generalizado es baja. El fallo de cualquier elemento simple de la red puede provocar la interrupción del suministro en una amplia zona. El coste de esta situación tiene dos vertientes: por un lado el consumidor resulta afectado con la incomodidad o paralización de su actividad y por otro lado, el no consumo de energía, con la pérdida de facturación correspondiente, lleva a una disminución de los ingresos de la compañía suministradora, pero no así de sus costos, que sólo se ven reducidos en un medida.

Por ello es evidente que conseguir la seguridad del sistema debe ser una de las funciones más importantes que debe realizar un centro de control, ya que implica el conservar al sistema de potencia dentro de los límites establecidos sin perder ninguna de sus características requeridas. El sistema debe operar de tal manera que se obtenga el máximo rendimiento económico con la máxima seguridad, dentro de los límites del sistema. Desgraciadamente la optimización de la seguridad y de la economía de operación es objetivo contrapuesto que debe ser cuidadosamente equilibrado.

Para conseguir este objetivo se debe trabajar en tres frentes:

- Monitorización del sistema
- Análisis de contingencias
- Estrategias de corrección

Con la primera de ellas, que ya hemos visto en la función SCADA, pretendemos conocer mejor las condiciones actuales en que se desenvuelve el sistema. Se trata de un análisis estático ya que nos limitamos a comparar los datos obtenidos con unos límites de referencia y presentarlos al operador. La segunda determina los posibles efectos producidos por cortes en los servicios del sistema. Por último, el tercero proporciona al operador del sistema en tiempo real la pauta a seguir para eliminar condiciones indeseables del sistema.

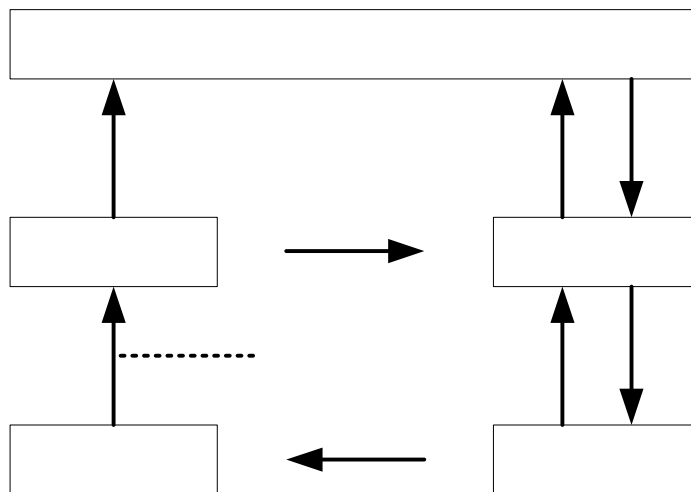
El análisis de contingencias consiste en la simulación de fallos y/o cortes en las unidades de producción de energía así como en los medios de transporte de ésta, con la finalidad de estudiar su efecto sobre las tensiones, los flujos de potencia y la estabilidad del sistema en su conjunto. Este tipo de análisis de contingencias tiene una doble vertiente en cuanto a su utilidad, ya que se puede utilizar tanto en tiempo real, con los datos que en ese momento se estén produciendo, como con datos hipotéticos y que por tanto sólo sirve para prever futuras situaciones. Existen diferencias fundamentales cuando se lleva a cabo este estudio en ambas situaciones:

- Condiciones actuales del sistema: en tiempo real, el estado actual del sistema debe ser conocido para saber a qué estado resultante se irá el sistema cuando se produzca el corte de alguno de los servicios del sistema. También hay que tener en cuenta que la selección de posibles contingencias a estudiar dependerá mucho de las condiciones actuales de funcionamiento del sistema mientras que si utilizamos el análisis de contingencias con datos hipotéticos no estamos limitados por nada en cuanto a nuestras suposiciones.
- Selección de contingencias: en el estudio hipotético las posibles contingencias se simulan de acuerdo con un criterio de orden de contingencias, mientras que en tiempo real estas contingencias dependen de las condiciones actuales lo cual indica que puede incluir contingencias de órdenes diferentes. También ocurre que en los estudios no reales se tiende más a suponer cortes en la producción o transmisión mientras que en tiempo real el estado actual de los interruptores puede resultar de más interés para evitar caídas de partes del sistema en cascada.

En el análisis de contingencias existen partes del propio sistema que resultan inaccesibles al SCADA o incluso otros sistemas distintos, interconectados con el sistema que estamos estudiando, que son los llamados sistemas externos. Las condiciones de operación de estos sistemas influyen y afectan el análisis de contingencias que del sistema estamos realizando. Por ello existen diversas técnicas (Reducción convencional del sistema externo, Identificación de la red, Equivalente estocástico, etc.) para sustituir al sistema externo y poder incluirlo en el análisis de contingencias o en otros módulos de cálculo. Conocido el equivalente externo del sistema se puede llevar a cabo el análisis de contingencias resolviendo las ecuaciones de la red con las contingencias simuladas correspondientes. Sin embargo, si queremos tener en cuenta las incertidumbres en los datos facilitados puede ser útil llevar a cabo el procesamiento posterior de la información obtenida para conseguir resultados estadísticos de los mismos en donde, entre otras cosas, conozcamos su varianza. Las estrategias de corrección proporcionan al operador actuaciones posibles en el caso de que el sistema haya superado alguno de los límites establecidos. Esto ha podido ocurrir como consecuencia de la presencia de contingencias que ha llevado al sistema fuera del estado normal de funcionamiento. Los principales medios de que dispone el operador para llevar a cabo las acciones de corrección son: la programación de la generación de potencia, cambio en generadores de reactiva, reguladores en carga de transformadores, programación de tensión e intercambio de potencia con las redes interconectadas, etc. Se ha propuesto diversos métodos para obtener estas estrategias de corrección. La mayoría de ellos se basan en optimizar alguna función del sistema como puede ser el coste de producción, las pérdidas en transporte, etc. Sujeto siempre el sistema, a las limitaciones físicas de los servicios que éste presta y al cumplimiento de las leyes de la red.

En la figura 64 vemos los distintos estados en que se puede encontrar el sistema junto con las distintas conexiones que hay entre ellos. Se puede observar cómo, incluso en el estado de emergencia, la situación puede ser reversible, no así cuando aparecen pérdidas de carga importantes en cuyo caso se llega a la caída de grandes partes del sistema, lo que nos lleva a un estado extremo o de colapso, del cual sólo se puede salir a través de la restauración del sistema.

Figura 67 Posibles estados del sistema de control



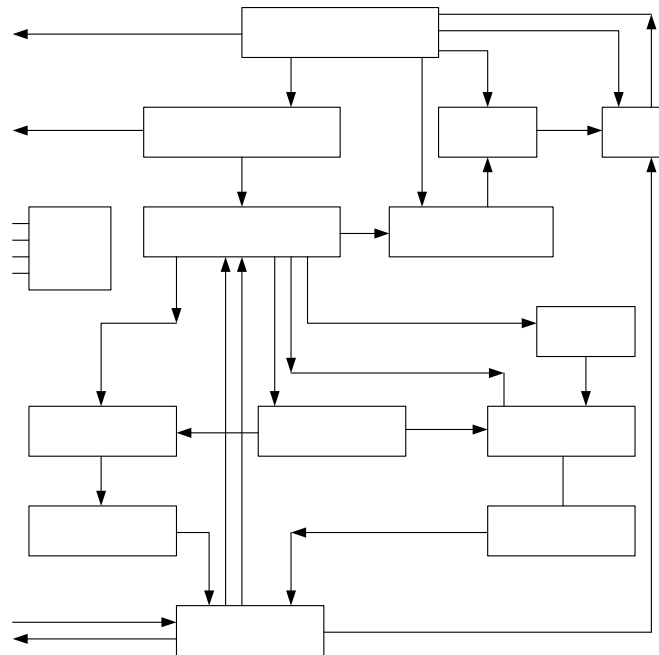
5.1.4.3 Otras funciones de un centro de control

Hasta aquí hemos visto las principales funciones que pueden presentar los centros de control. En la figura 65 representamos en un cuadro esquemático estas funciones indicando la relación que existe entre ellas.

SISTEMA NORMAL
(Optimización)

En este esquema se han señalado las relaciones más evidentes ya que la información que produce cualquier función está a disposición de las demás funciones si éstas lo necesitan. Sin embargo hay otras funciones, de las que no hemos mencionado aún y que se mencionaran someramente, no de forma exhaustiva, en este apartado dedicado a las funciones de un centro de control. Para ello vamos a desarrollar un panorama general de las tareas que desempeñan los centros de control. En líneas generales diremos, que en un sistema de potencia, las variables que maneja son de dos tipos: variables dependientes, como pueden ser la tensión, fase, potencia reactiva producida, flujos de potencia, etc., y variables independientes, como son el consumo de potencia y de carga, potencias generadas, tomas de transformadores, tensiones de consigna, etc. Algunas de estas últimas variables son definibles por el operador del sistema por lo que se les da el nombre de variables de control.

Figura 68 **Esquema general de las funciones de un centro de control**



Entre estos dos tipos de variables existen determinadas relaciones que implican restricciones al funcionamiento del sistema. Existen restricciones de igualdad, que son ecuaciones o sistemas de ecuaciones que la red debe cumplir y restricciones de variables en las cuales se limitan los valores posibles de algunas variables, lo cual se expresa matemáticamente mediante inequaciones. Estas restricciones de variables son de dos tipos: límites físicos de las máquinas, como es la capacidad máxima de generación, capacidad de las baterías de condensadores y reactancias, etc., y límites de explotación, como son los flujos máximos por líneas y transformadores, tensiones máximas y mínimas en los nodos, etc. Naturalmente ambos tipos de límites no son considerados de igual forma ya que, por ejemplo, un generador no puede suministrar más potencia de la indicada por su capacidad máxima, sin embargo, una línea, con una capacidad máxima de transmisión de 200 MVA, puede trabajar temporalmente con 201 MVA. Como ya hemos visto este control del sistema se lleva a cabo, en la mayoría de los casos, siguiendo un criterio que minimice alguna magnitud en concreto y siempre que las acciones a realizar sobre el sistema nos lleve a un estado posible del mismo.

Por ello el centro de control, con los datos suministrados por la función SCADA, regula la pareja frecuencia-potencia, igualando la producción de potencia al consumo real en cada instante (función AGC), indicando en cada momento el estado actual del sistema (función estimador de estado), aplicando siempre que se pueda criterios de coste mínimo (función despacho económico), y criterios de minimización de emisiones contaminantes (función despacho de medio ambiente), haciendo mínimo las pérdidas por transporte (función minimización de pérdidas reactivas), minimizando también las desviaciones respecto al perfil óptimo de tensiones (función de control automático de tensiones), haciendo mínimo el número de actuaciones necesarias sobre el sistema para eliminar violaciones de los límites de explotación (función control correctivo) y todo ello conservando al sistema dentro de los márgenes de seguridad establecidos (función análisis de seguridad), en donde las soluciones que se obtengan deben ser flexibles, rápidas y fiables.

5.1.4.3.1 Componentes de un centro de control

Hasta ahora hemos visto qué entendemos por un centro de control y cuáles son las funciones que puede llevar a cabo. En esta sección vamos a ver los componentes que forman un centro de control y que le van a permitir cumplir satisfactoriamente todas las funciones a él encomendada. En los sistemas de control modernos se considera al centro de control como el conjunto de ordenadores, periféricos y los subsistemas adecuados de entrada/salida que permiten al operador del sistema monitorear el estado actual de la red y controlarla. Por ello el centro de control debe ser un sistema que funcione en tiempo real y para ello los ordenadores que lo implementen también deben serlo.

Esto quiere decir básicamente que los ordenadores dedicados a esta tarea deben poseer un sistema operativo en tiempo real de características probadas y eficientes en este campo. Para la descripción de las distintas partes que componen un centro de control hemos dividido esta sección en tres subsistemas: subsistema de ordenadores, subsistema de software y subsistema hombre-máquina.

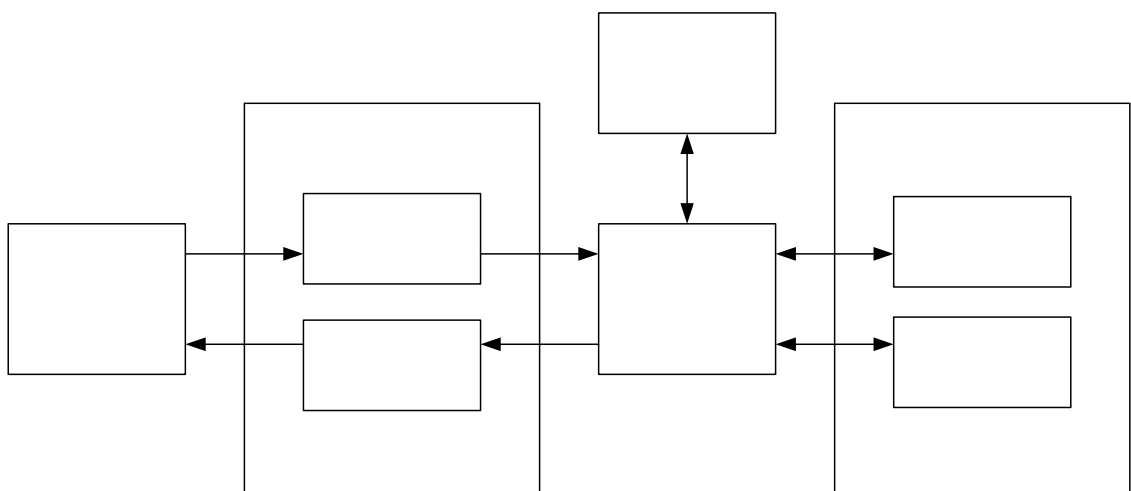
5.1.4.3.1.1 Subsistema de ordenadores

El subsistema de ordenadores es la herramienta principal con que cuenta el centro de control para llevar a cabo su tarea. Es el elemento básico que controla la generación, transmisión y distribución de la energía, la recolección y el análisis de los datos obtenidos, la creación de operaciones de registro (donde se almacena las ejecuciones realizadas por el ordenador, incluyendo las cintas utilizadas, los ajustes de control, las paradas y otros datos pertinentes), y la actualización de los datos presentados en los monitores.

Los elementos básicos del subsistema de ordenadores incluyen la unidad central de proceso CPU (*Central Processing Unit*), los terminales de entrada/salida, la memoria principal y los periféricos, como se puede ver en la figura 66. El CPU es el controlador principal del ordenador, es el encargado de llevar a cabo las operaciones aritméticas así como de tomar las decisiones lógicas. La memoria principal es el lugar donde se almacenan los datos que maneja el ordenador y también los programas que éste ejecuta.

Los terminales de entrada/salida transmiten los datos entre la memoria principal y los periféricos del sistema, mientras que éstos convierten los datos que produce el ordenador a un formato fácilmente entendible por el hombre y viceversa, es decir, convierte información que el operador del sistema facilita al ordenador en una información utilizable por el ordenador. El CPU bajo la dirección del sistema operativo ejecutará programas de aplicación los cuales mantendrán la base de datos del sistema y controlarán el sistema de potencia.

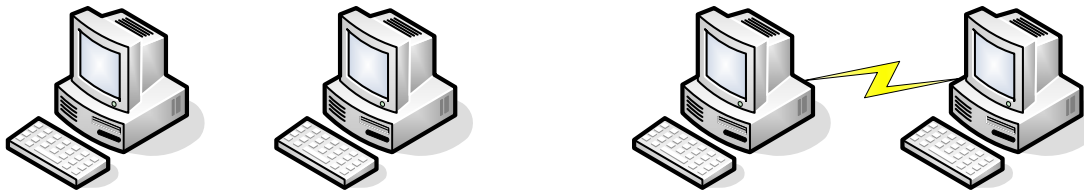
Figura 69 **Componentes de un ordenador**



Los criterios de diseño de un centro de control sobre capacidad, tiempo de respuesta y mantenimiento sugieren que éstos posean una configuración dual, en la que los ordenadores, que poseen la estructura que hemos visto arriba, se encuentran duplicados, ya que situar todas las funciones en tiempo real, la monitorización y el control sobre un único procesador hace extremadamente difícil e impracticable obtener altos niveles de fiabilidad y velocidad.

TERMINALES I/O

Figura 70 Estructura dual del subsistema de ordenadores

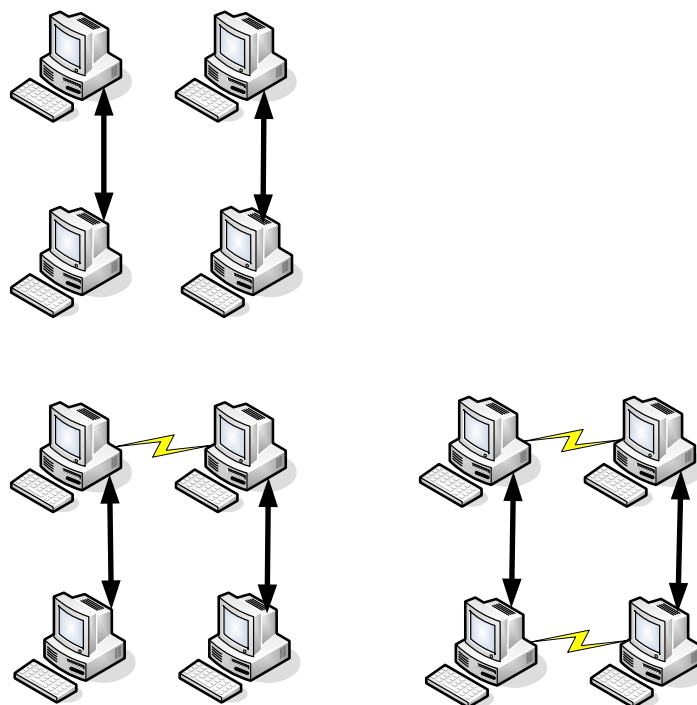


Esta configuración dual se muestra de una manera simplificada en la figura 67-A donde los ordenadores o PC-A y PC-B son ordenadores idénticos.

Existen distintas formas en las que asignar las funciones a realizar por cada uno de estos ordenadores. Una forma sería dedicar un ordenador a realizar todas las tareas, críticas o no, permaneciendo el segundo en estado de alerta o espera, dispuesto a entrar en servicio en cualquier instante. Este procedimiento evita los problemas que presentaba el uso de un único ordenador que llevara a cabo todas las tareas. Otro criterio que también se aplica consiste en repartir las funciones entre los dos ordenadores de manera que uno de ellos, al que se llama primario, realiza las funciones críticas en tiempo real mientras el otro, al que se le llama secundario, además de estar siempre dispuesto a asumir estas tareas críticas, va realizando otras tareas de apoyo, las que se llaman fuera de línea. En la figura 67-B se representa los dos ordenadores conectados entre sí para mostrar esa disposición del ordenador secundario a sustituir en cualquier momento al primario. Esta conexión se puede llevar a cabo de manera automática, en caso producirse un fallo, o de manera manual, en cualquier instante que el operador lo solicite.

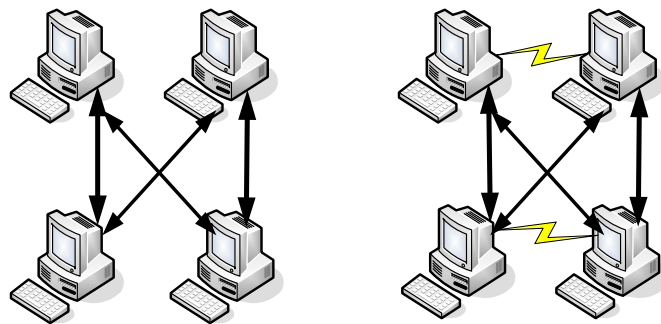
Cada parte de la configuración dual no está formada únicamente por un ordenador, en muchas ocasiones se le coloca otro ordenador previo, figura 68-A, que se le conoce con la expresión front-end, el cual trataría la adquisición de los datos, mejorando el tiempo de respuesta general del sistema, ya que el front-end suministra los datos al ordenador ya procesados. En general estos ordenadores tienen la capacidad suficiente para manejar él solo todos los canales de adquisición de datos del sistema, por tanto también tendremos una configuración dual en estos ordenadores. Para evitar los efectos de posibles fallos hay posibles configuraciones que se representan en la figura 68, en la primera de ellas, (B), la conexión solo se da entre los ordenadores principales, en la segunda, (C), además, existe una conexión entre los front-end previos.

Figura 71 Estructuras duales front-end ordenador



Otra configuración posible es la que se ve en la figura 69 en la que los ordenadores front-end están conectados a los ordenadores principales de manera que pueden trabajar cualquier front-end con cualquier ordenador principal. En la figura 69-B mostramos las conexiones realizadas para evitar los posibles fallos en los distintos elementos del sistema.

Figura 72 **Configuración front-end ordenador completa**

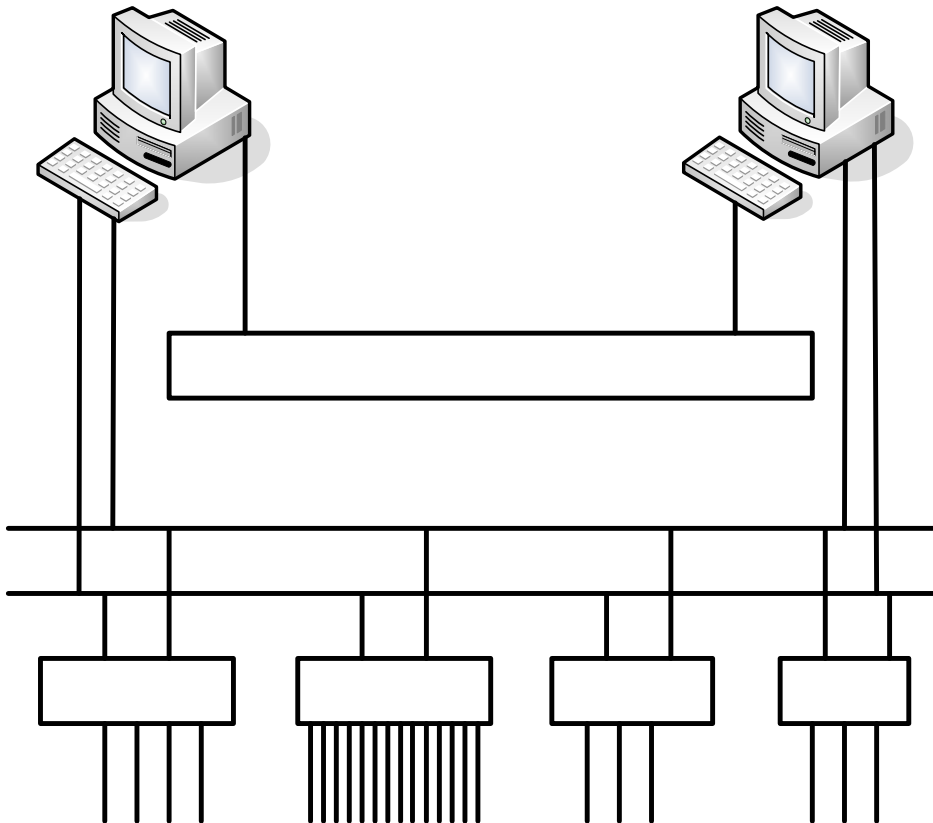


Con el tiempo la configuración de un centro de control ha ido evolucionando de manera que se han introducido mejoras tanto en el hardware como en el software. Hoy en día se tiende a la utilización de los llamados sistemas abiertos. Este concepto lleva a la utilización, en los centros de control, de las redes de área local LAN (*Local Area Network, red de área local*), la cual permite a los distintos equipos que configuran el centro de control, usando protocolos estándares, una interconexión entre ellos directa y lógica. Incluso permite añadir nuevas prestaciones o funciones sin necesidad de grandes cambios en el sistema. En la figura 70 se muestra un esquema típico de esta configuración.

PC-A

PC-B

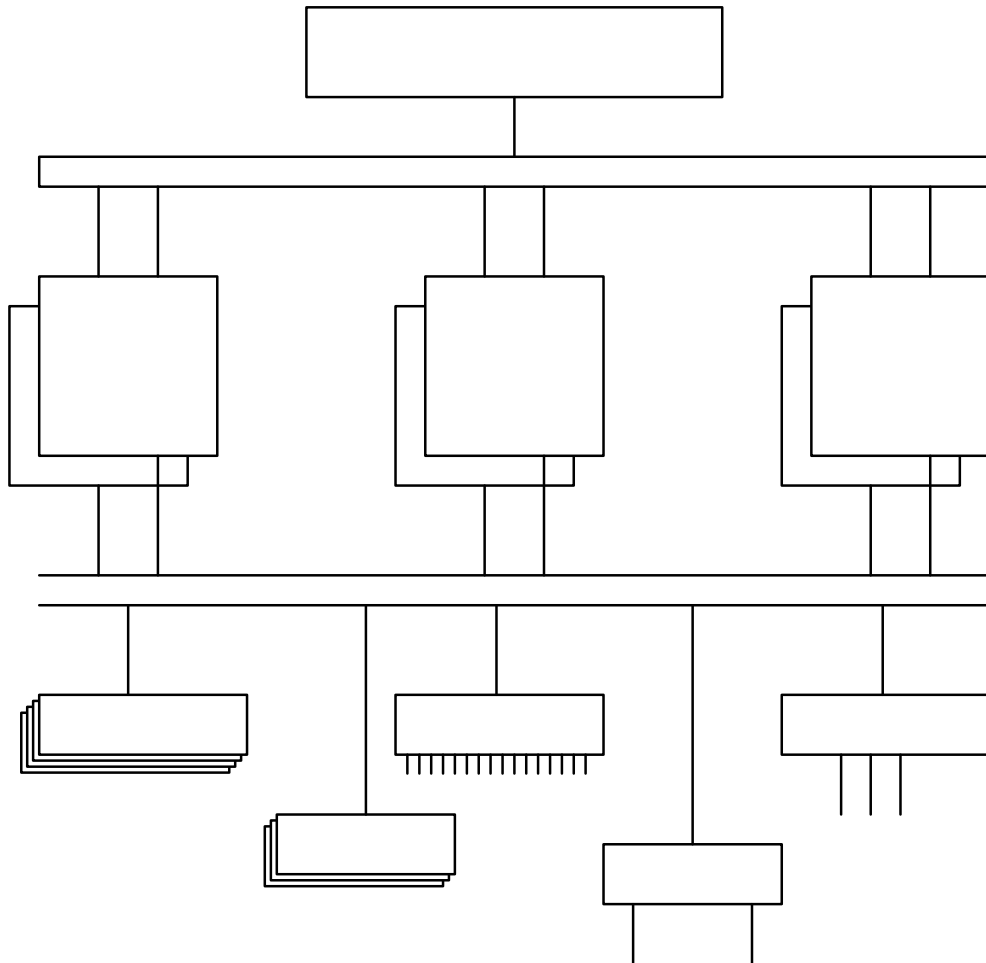
Figura 73 Estructura del subsistema de ordenador basado en LAN



Podemos decir que la tendencia actual es diseñar centros de control basados en sistemas abiertos, con canales de entrada/salida redundantes, en donde cada tarea a llevar a cabo por el centro de control la realiza un multiprocesador dual independiente. En la figura 71 vemos una configuración de este tipo, en la que la filosofía de utilización consiste en usar uno de los multiprocesadores para todas las tareas encomendadas, quedando el segundo de ellos en espera por si surge algún fallo en el sistema o es requerido para ello.

OTROS PERIF

Figura 74 Estructura del subsistema de ordenadores con multiprocesadores



PERIFERICO

5.1.4.3.1.2 Subsistema de software **SCADA**

AGC

El software de un centro de control está formado por un conjunto de programas de aplicación que se ejecutan, de acuerdo con el sistema operativo del sistema, en un ordenador multitarea o distribuidos en distintos procesadores como ya hemos visto anteriormente.

A continuación mencionaremos los programas de aplicación más utilizados, describiendo, en seguida, algunos de ellos.

- Adquisición de Datos
- Base de Datos
- Diálogo Hombre-Máquina (MMI)
- Entrada/Salida Comunicaciones Locales
- Control Automático de la Generación
- Realización de Informes
- Funciones EMS

5.1.4.3.1.2.1 Adquisición de datos

En muchas ocasiones este programa de aplicación está formado por un conjunto de subprogramas cada uno de ellos dedicados a una tarea específica. Entre estas tareas podemos destacar estas tres: función de comunicación con las RTU, secuencia de eventos SOE (*Sequence of Eventos, Secuencia de Eventos*), y estadísticas de comunicación. Cuando se reciben los datos enviados por la RTU el programa de adquisición de datos es el encargado de analizar cada uno de ellos para determinar si se encuentra entre los límites establecidos. También determina el estado de cada punto del sistema y lo compara con su estado anterior para determinar si ha cambiado. Si eso es así lo notifica al programa de aplicación de alarma por si ese cambio indicara algún cambio que altere el estado del sistema.

La secuencia de eventos es un programa de aplicación especial que se ejecuta en coordinación con la función de comunicación con los RTU. En cada RTU se almacena, con una precisión de milisegundos, los cambios de estado producidos así como el instante en que ocurrió. El conjunto de datos así elaborados deben estar a disposición del operador del sistema si éste los solicita.

Por último el programa de adquisición de datos llevará a cabo la monitorización de la calidad de los datos recibidos y para ello realiza estudios estadísticos de los mismos. A partir de estos estudios, y conectado con otros programas de aplicación, puede emprender acciones para mejorar los datos obtenidos e incluso colocar fuera de servicio a una RTU determinada.

5.1.4.3.1.2.2 Base de datos

El programa de base de datos es básico en un centro de control. Su principal virtud debe ser la de velocidad. En cada exploración de las RTU la base de datos es actualizada y por ello el acceso y almacenamiento de cada uno de los datos debe ser lo más inmediato posible, con el fin de conseguir prestaciones en tiempo real. En esa base de datos no se almacena únicamente el valor del dato sino que además, este programa de aplicación, le asocia a cada medida una serie de atributos que permitirán al programa MMI una mayor rapidez de funcionamiento. Algunos de estos atributos son: el color con el cual van a ser representados en pantalla, si el dispositivo en cuestión está activado o desactivado, si el valor presente es real o calculado, qué relación existe entre este valor concreto y los límites permitidos, etc.

5.1.4.3.1.2.3 Diálogo hombre-máquina (MMI)

Este programa permite al operador del sistema visualizar el estado de la red y actuar sobre ella para controlarla. Este software es difícilmente separable de los demás programas de aplicación ya que está muy interconectado con ellos. Así, por ejemplo, debe haber una relación muy intensa con el software de base de datos ya que cualquier acción que sobre el sistema se realice, a través del MMI, debe reflejarse inmediatamente en la base de datos.

La mayoría de aplicaciones posibles de este programa de aplicación se refieren a disponibilidades en el uso y manejo de la información presentada en los monitores del centro de control. Así el operador del sistema podrá solicitar distintas pantallas de información, podrá crear o editar pantallas ya existentes, podrá señalar algunos puntos del sistema para actuar sobre él, podrá controlar el manejo, ejecución y cambios en todos los demás programas de aplicación. El hardware y la estructura que permite realizar este software se verá más adelante.

5.1.4.3.1.2.4 Control automático de la generación (AGC)

Este programa capacita al centro de control, a través de las RTU, para determinar el modo de funcionamiento del sistema o bajo qué criterios va a operar éste.

Algunos de los modos permitidos son: manual, base, en donde la generación de potencia está fijada a un valor determinado, de regulación, en donde la generación es flexible dentro de unos márgenes, económico, en donde la generación efectiva pretende minimizar los costes de producción, etc. Algunos de los criterios de operación serían: intercambio constante de carga, de manera que la cantidad de energía que entra en el sistema y la que sale de él sea fija, frecuencia fija, en donde se altera la generación de potencia con el fin de mantener la frecuencia constante, mantenimiento del conjunto de intercambio y frecuencia, criterios correctivos cada cierto tiempo para compensar la acumulación o la deficiencia de carga, etc.

Dentro de este programa de aplicación podemos encontrar incluidos otros programas de aplicación que en algunas implementaciones aparecen como programas independientes. Algunos de esos programas son: despacho económico, que mantiene al sistema dentro de un coste mínimo, control de reserva, que calcula la reserva de cualquier tipo del sistema, unidad de compromiso, que arranca o para las distintas unidades de generación de potencia dependiendo de la planificación horaria, diaria o semanal que se haya establecido, etc.

5.1.4.3.1.2.5 Subsistema hombre-máquina

Cuando se maneja un sistema administrador de energía (EMS), la relación entre el propio sistema y el operador del mismo se establece a través de este subsistema hombre-máquina ó subsistema MMI. Por tanto el subsistema MMI será la tarjeta de presentación del sistema.

En muchas ocasiones, la facilidad de uso o no de este subsistema, propicia el que las empresas del sector se destaquen por un modelo u otro, dependiendo, sobre todo, de la flexibilidad y sencillez de manejo del subsistema MMI más que de otras posibles ventajas que puedan ofrecer determinados algoritmos sofisticados de hardware.

En el diseño de subsistemas MMI, por tanto, se prima el obtener una relación hombre-máquina lo más simple posible y en donde el operador tenga que hacer el menor número de acciones para controlar la red recomendada. Por otro lado también se tendrá que tener en cuenta las posibilidades de ampliación del propio subsistema a medida que el propio sistema evoluciona durante su vida útil. Así, por ejemplo, aumentar el número de remotas del sistema o instalar más plantas generadoras de energía implica aumentar la cantidad de datos almacenados en la memoria, manejados por el sistema y presentados en las pantallas del MMI. Sin embargo, las ampliaciones más importantes del módulo MMI son las debidas, no al desarrollo del propio sistema, sino al aumento de las funciones y capacidades del sistema EMS. Es esta capacidad de cambio y ampliación junto con el hecho de que la mayoría de los módulos MMI están implementados, casi a medida para cada empresa, a partir del uso de módulos estándares de los fabricantes, lo que ha llevado a formar un subsistema aparte con el módulo MMI.

La carga que soporta el subsistema MMI es muy variada ya que mientras el sistema se encuentra en el estado normal, el funcionamiento de este subsistema es relajado.

Sin embargo, cuando aparecen perturbaciones y contingencias el módulo MMI se convierte en un elemento crítico del sistema ya que a partir de él debemos manejar gran número de alarmas, solicitar múltiples pantallas, accionar comandos, activar procesos de restauración, y todo ello dentro de un proceso en tiempo real. Para que el sistema responda en este tipo de situaciones se definen una serie de parámetros temporales, característicos del subsistema, cuyos valores máximos están muy estudiados con el fin de asegurar el comportamiento requerido. Algunos de estos parámetros son: tiempo de respuesta, que es el tiempo transcurrido desde que el operador solicita una pantalla determinada hasta que ésta aparece completa en el monitor, tiempo de actualización, que es el intervalo de tiempo que tardan los datos dinámicos, que aparecen en pantalla, en renovarse a partir de la base de datos, y tiempo de refresco, que es el tiempo necesario en presentar una pantalla CRT completa a partir de la memoria CRT.

Existen distintos métodos para acceder a las distintas pantallas: directamente a través de teclas de función, seleccionando una opción desde un menú, usando teclas de página-arriba/abajo, situando el cursor sobre determinadas zonas de la pantalla, a través de entradas alfanuméricas. Generalmente se utiliza el método de los menús de manera que a partir de un menú general se llega a otro más específico y de este a otro más específico todavía. Esto lleva a que se forme una pirámide de pantallas como se puede ver en la figura 72. En la figura 73, figura 74, figura 75 y figura 76 se muestran algunas de las pantallas que aparecen en el subsistema MMI, esto puede variar de acuerdo a cada fabricante.

Figura 75 Pirámide de pantallas en un módulo MMI

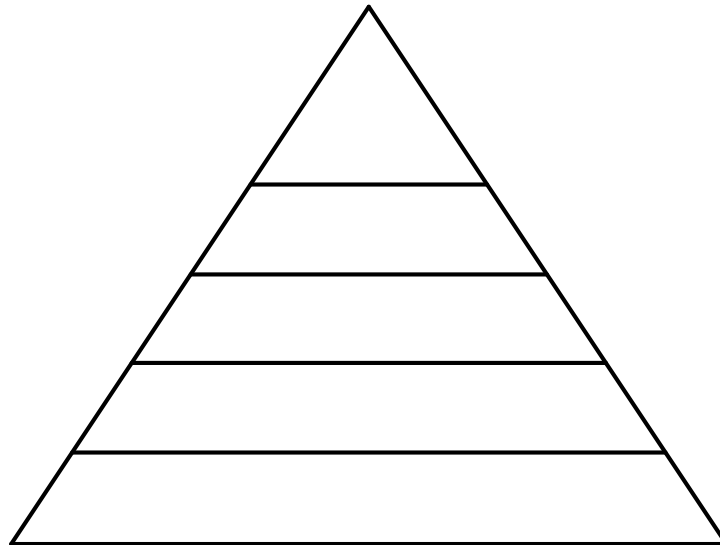


Figura 76 Pantalla de estados

Alarma Unifilares Estados Medidas Mandos Imágenes				24/11/ 17/33
Lista de estados				
Subestacion:	Fuera serv.			Página: 1
Descripcion	Estado	Servicio	Adquirido	
GRUPO 1	MARCHA	SI	SI	
GRUPO 1	PARADO	SI	SI	
GRUPO 2	MARCHA	SI	SI	
GRUPO 2	PARADO	SI	SI	
TELEMANDO LOCAL/DISTANCIA	LOCAL	SI	SI	
TELEMANDO LOCAL/DISTANCIA	DISTANCIA	SI	SI	
ALARMA GENERAL	ALARMA	SI	SI	
PRESION AIRE FRENADO	ALARMA	SI	SI	
BAJA TENSION BATERIA PERIFERIA	ALARMA	SI	SI	
INTENSIDAD G1	ALARMA	SI	SI	
INTENSIDAD G2	ALARMA	SI	SI	
COMPUERTAS 45 GRADOS	ALARMA	SI	SI	
TEMPERATURA ESTATOR G1	ALARMA	SI	SI	
TEMPERATURA ESTATOR G2	ALARMA	SI	SI	
PUERTA ABIERTA	ALARMA	SI	SI	

Figura 77 Pantalla de Medidas

Alarma Unifilares Estados Medidas Mandos Imagenes						24/11/17/37
Lista de medidas						
Substacion:	Fuera serv.	Pagina: 1				
Descripcion	Valor	Serv.	Adqu.	Lim. inf.	Lim. sup.	
POTENCIA ACTIVA L/LINARES	0.0 MW	SI	SI	0.0 MW	##.## MW	
POTENCIA REACTIVA L/LINARES	0.0 MVAR	SI	SI	0.0 MVAR	##.## MVAR	
POTENCIA ACTIVA L/UBEDA	0.0 MW	SI	SI	0.0 MW	##.## MW	
POTENCIA REACTIVA L/UBEDA	0.0 MVAR	SI	SI	0.0 MVAR	##.## MVAR	
POTENCIA ACTIVA L/ANDUJAR	0.0 MW	SI	SI	0.0 MW	##.## MW	
POTENCIA REACTIVA L/ANDUJAR	0.0 MVAR	SI	SI	0.0 MVAR	##.## MVAR	
POTENCIA ACTIVA TRAF0 133/35	0.0 MW	SI	SI	0.0 MW	##.## MW	
POTENCIA REACTIVA TRAF0 132/25	0.0 MVAR	SI	SI	0.0 MVAR	##.## MVAR	
TENSION BARRAS 132KV	0 KV	SI	SI	125 KV	140 KV	

Figura 78 Diagrama Unifilar de una Subestación

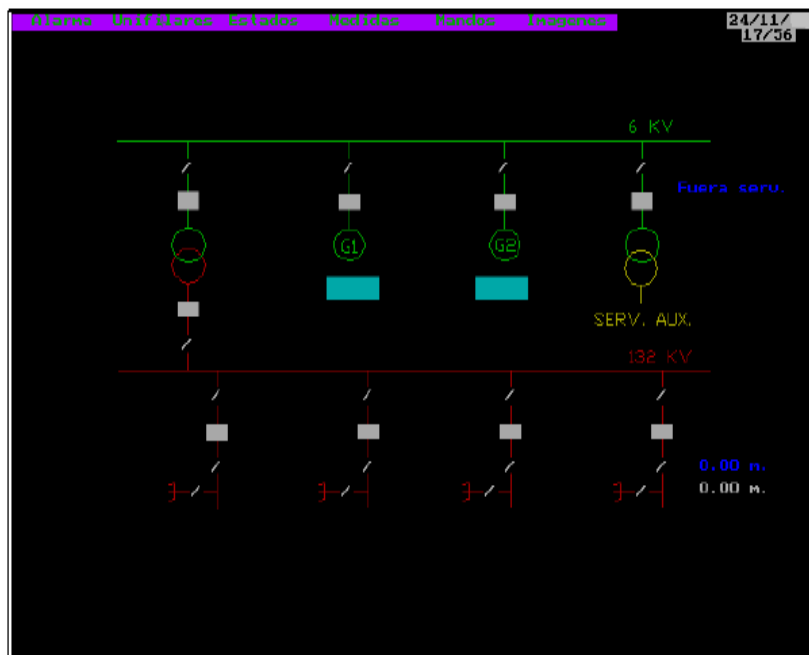
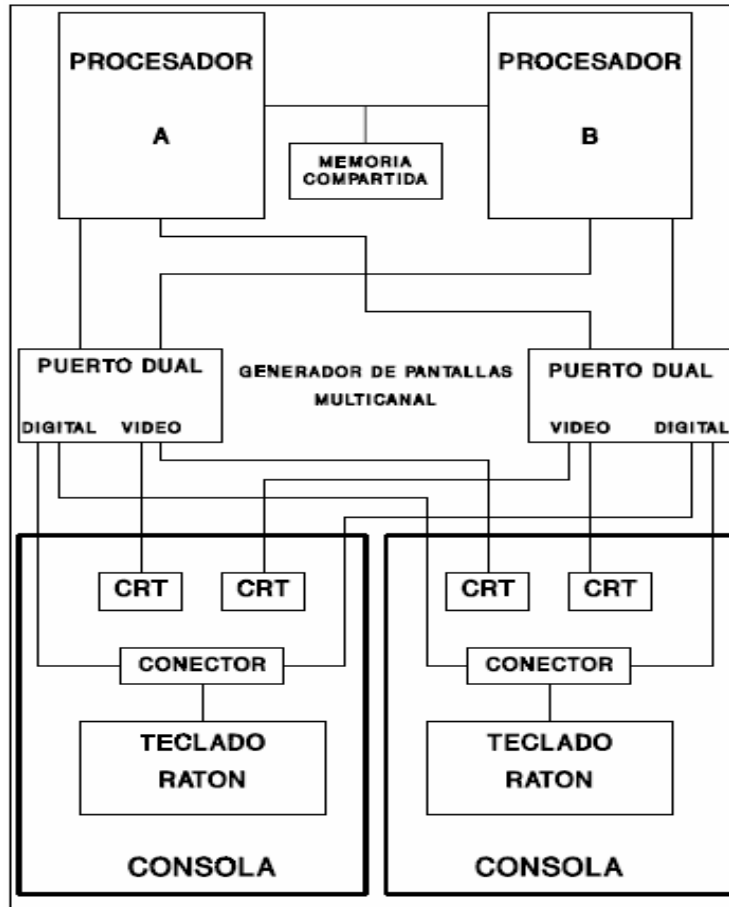


Figura 79 Pantalla de Mandos

Descripcion	Bloqueado	Activacion
INT. L/LINARES	NO	*
INT. L/LINARES	NO	*
INT. L/UBEDA	NO	*
INT. L/UBEDA	NO	*
INT. L/ANDUJAR	NO	*
INT. L/ANDUJAR	NO	*
INT. ACOFLE 132	NO	*
INT. ACOFLE 132	NO	*
INT. TRAFD 132/25 (LADO 132)	NO	*
INT. TRAFD 132/25 (LADO 132)	NO	*

En cuanto a la configuración que presenta un subsistema MMI ésta dependerá del tipo de pantallas que utilice. En la mayoría de los casos los EMS (*Sistema Administrador de Energía*) utilizan pantallas gráficas de caracteres, también conocidas como pantallas semigráficas o pantallas de gráficos limitados, que emplean un conjunto de caracteres para representar las pantallas alfanuméricas como los diagramas. Son las más utilizadas por dos razones, por ser más económicas y por necesitar menos tiempo para su representación en pantalla. En la figura 77 hemos representado una estructura típica de módulo MMI con pantallas gráficas de caracteres. En ella destaca el carácter dual de todo el esquema que permite a cualquiera de las consolas estar siempre en funcionamiento, evitando así posibles fallos que en momentos críticos podrían ser nefastos.

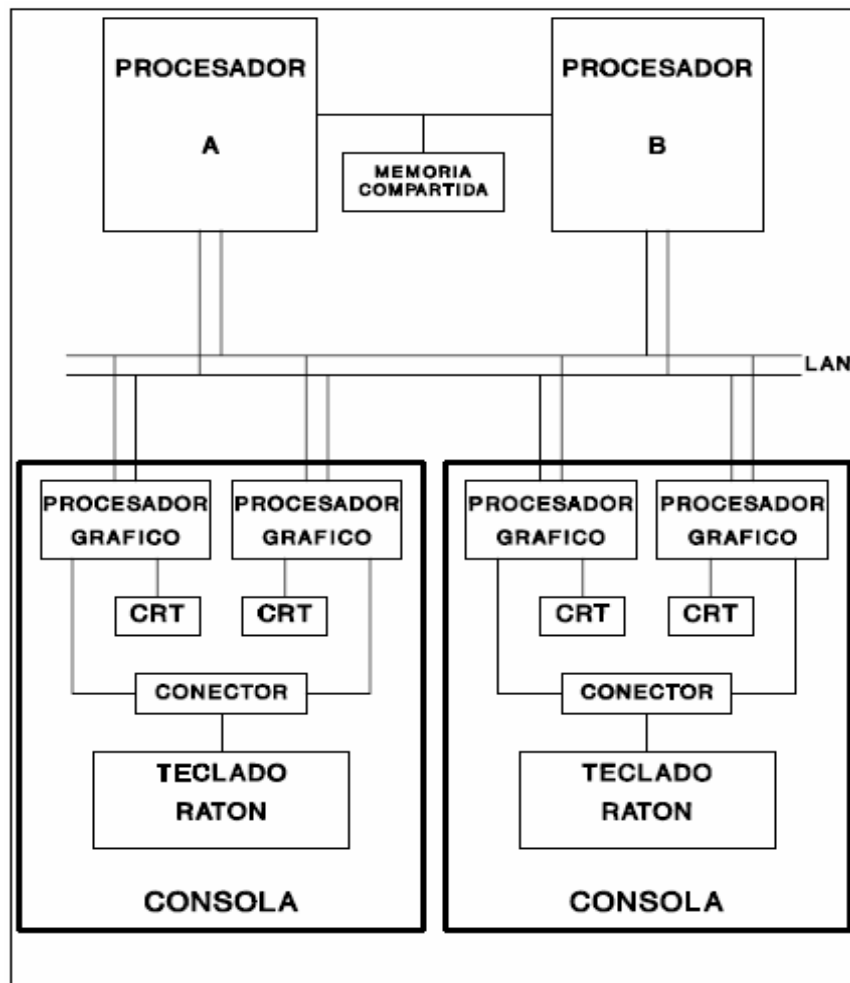
Figura 80 Configuración típica de subsistema MMI dual



El otro tipo de pantalla posible es la pantalla totalmente gráfica, o simplemente pantalla gráfica, la cual actúa sobre cada píxel de la pantalla, lo cual permite obtener mejores diagramas y más completos. Estos dispositivos resultan ser más costosos y de respuesta más lenta que los del tipo gráfico de caracteres, sin embargo, con el tiempo estos inconvenientes se van reduciendo y cada vez son más las empresas que los incluyen en sus módulos MMI. En la figura 78 se puede ver un esquema típico de este tipo de subsistema.

Las principales características que presenta son dos: que las consolas están conectadas con los procesadores a través de una red local y que cada consola posee un procesador gráfico (En inglés se conoce como Workstation), lo cual va a permitir que parte del software encomendado al módulo MMI se ejecute en ese procesador disminuyendo el tiempo total de presentación de la información en la pantalla.

Figura 81 Subsistema MMI con pantalla totalmente gráfica



5.1.4.3.1.3 Unidad de transmisión remota (RTU)

La instalación de la función SCADA en un sistema de control eléctrico implica el uso de unidades de transmisión remota (RTU) en las distintas zonas de interés de la red, como pueden ser las estaciones de generación, de distribución, de conmutación, etc. La misión de estas remotas será llevar a cabo la conexión directa entre el sistema de potencia y el centro de control del mismo, de manera que envíe, desde la remota, información de la red al centro de control y a su vez ejecute, desde el centro de control, acciones sobre la red que pretendemos controlar. Se puede decir que la unidad de transmisión remota es los ojos, los oídos y las manos del centro de control del sistema. En la mayoría de los casos la remota es una esclava del centro de control, sin embargo, con el paso del tiempo, a estas remotas se le van equipando con algún tipo de capacidades de cálculo y optimización, lo cual va a representar una cierta emancipación de las mismas.

El funcionamiento de un centro de control de energía depende, fundamentalmente, de la adquisición de datos del sistema bajo su control. Por ello las remotas utilizadas en las funciones SCADA de una red eléctrica tienen como una de las tareas más importantes la recolección de datos de la red para transmitirlos al centro de control, de manera que éste se haga una idea del estado general del sistema. Los datos de más interés son aquellos que están relacionados con las características propias del sistema de potencia, como podrían ser tensiones, corrientes, potencias, etc., de los sistemas de distribución en este caso, así como estados de dispositivos e interruptores. También los datos referidos a la energía consumida, pueden ser interesantes, por ejemplo, para la función de despacho económico.

Otros datos, que también suministran las remotas en algunas aplicaciones, son del tipo de la temperatura de un transformador, nivel de los tanques de combustible, nivel del agua de enfriamiento, etc. Los datos eléctricos son tomados de la propia red y mediante transformadores y transductores se convierten en tensiones o corrientes continuas muy pequeñas capaces de ser tratadas con electrónica. Al tratar de los datos que adquiere una remota lo primero que tenemos que definir son las características o los rasgos más significativos que esos datos deben presentar. Para ello vamos a distinguir dos aspectos distintos de cada dato: tipos de datos y atributos de los mismos. En cuanto al primero de ellos, éstos pueden ser: entradas digitales, aquellas variables que sólo pueden tomar determinados valores fijos, como son alarmas, indicadores, estados de dispositivos o cualquier valor que nos sirva para indicar solo dos posibles estados; entradas analógicas, variables que representan a una señal analógica, como pueden ser tensiones, corrientes, potencia, temperatura, entradas acumuladas, variables que se van acumulando en contadores u otro tipo de dispositivos de medida, como es la energía consumida; salidas de control, salidas digitales que actúan sobre relés del sistema de potencia transmitiendo una acción que desde el centro de control se decide y por último salidas analógicas que en algunas ocasiones se producen ya que algunos dispositivos las necesitan para su tarea, como ocurre, al indicar un generador la potencia solicitada en cada momento. En los sistemas SCADA el paso de las medidas analógicas del sistema de potencia a los datos mostrados en las pantallas del centro de control es un proceso que está lleno de escalados y parte de ese escalado le corresponde llevarlo a cabo a la remota. Aquí aparece, por tanto, otra tarea más de las unidades de transmisión remota, tarea comprendida entre la recogida de los datos y la emisión de esos datos al centro de control.

En ella los datos reales tomados del campo son escalados primeramente por los transformadores y los transductores y de nuevo otra vez por los convertidores analógico-digital para terminar siendo codificados adecuadamente y enviados al centro de control. En los sistemas de control las funciones que lo llevan a cabo proporcionan a la unidad remota una serie de órdenes que ésta convierte en señales de control, como ya se vió anteriormente, generalmente actúan sobre relés, interruptores, reenganchadotes, etc. Sin embargo no es extraño encontrarse casos en donde estas señales van dirigidas a otro tipo de dispositivos como reguladores de tensión, intercambiadores de toma, válvulas, etc. En cualquier caso la RTU no es quien decide sobre qué controles actuar sino que únicamente transmite las órdenes que recibe del centro de control. En lo que se refiere a los atributos de los datos el problema es más subjetivo sin embargo aquí se proponen siguiendo a los siguientes: rango del dato, que pueden ser los valores máximo y mínimo del sensor, la banda de valores dentro de la cual se supone que el valor no ha variado, frecuencia de adquisición, tiempo máximo que se permite que un dato esté sin actualizar, en algunos casos se envía el valor del dato sólo cuando éste varía y por último desfase entre los datos, que representará la máxima diferencia temporal permitida entre dos datos de un mismo conjunto.

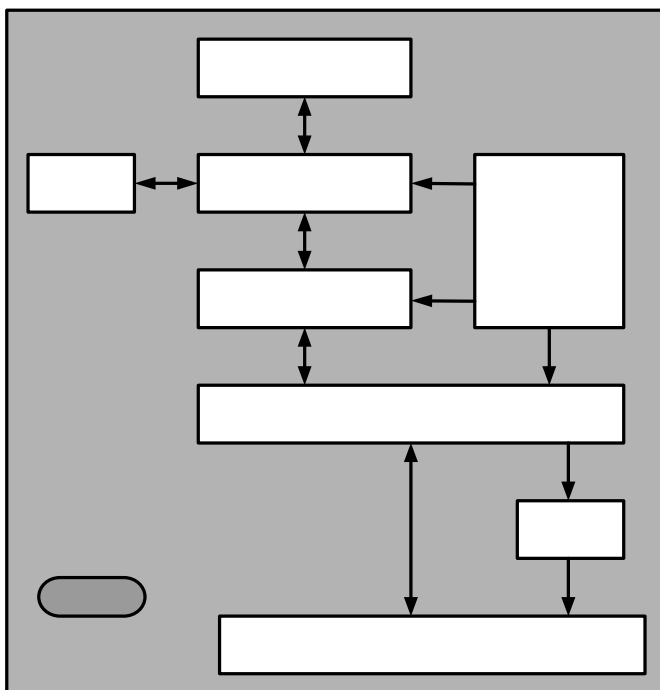
Además de todo esto existe otra información relativa a cada dato adquirido, que se refiere a los requisitos que el subsistema MMI del centro de control necesita para representar correctamente la información sobre la pantalla. En este caso nos referimos a: nombre de la variable a representar, código de color que se va utilizar en su representación, procedimientos de alarma, que indican los pasos a seguir, qué mensajes deben aparecer en la pantalla y en qué orden si se produce una alarma determinada.

5.1.4.3.1.3.1 Componentes de una unidad de transmisión remota (RTU)

La arquitectura de una RTU puede ser de lo más variada, pues puede ser un PLC (*Control Lógico Programable*), dependiendo del tipo y número de señales que controle, así como de las funciones que incluya. Sin embargo, una característica común es su diseño modular que le permita adaptarse a las necesidades de los diferentes emplazamientos y crecer si fuera necesario. Según las normas ANSI/IEEE C37.1 ANSI-87 una remota está formada por un conjunto de dispositivos, módulos funcionales, y cualquier elemento que esté interconectado eléctricamente que intervenga en llevar a cabo, a distancia, las funciones de supervisión del centro de control. Además aclara que en esta definición se incluye el interfaz con los canales de comunicación pero no dichos canales y que durante la comunicación con el centro de control la RTU actúa subordinada a éste.

Siguiendo estos criterios podemos indicar que los principales componentes o subsistemas de una RTU son los que mostramos en la figura 79, en ella vemos que hay un subsistema de comunicación que es el encargado de establecer el diálogo con el centro de control, un subsistema lógico que está formado por un microprocesador y una base de datos y que se dedica a dirigir las funciones propias de la RTU, un subsistema de conexión que conecta directamente la RTU con la red para tomar datos y actuar sobre ella, una fuente de alimentación que suministra a la RTU las distintas tensiones que necesita para su funcionamiento y un subsistema de prueba y MMI que permite al operador comprobar en sitio el funcionamiento correcto de la remota.

Figura 82 Componentes básicos de una RTU



Canal de Comunicación

Trataremos cada uno de estos componentes para poder comprender aspectos internos de una remota.

Test/MMI

Subsistema de Comunicación

5.1.4.3.1.3.1.1 Subsistema de comunicación

Subsistema Lógico

El subsistema de comunicación de una RTU es el responsable de interpretar los mensajes que recibe del centro de control, así como de estructurar y dar formato a los mensajes que la propia remota envía a dicho centro de control. Por ello este subsistema es el encargado de manejar todo lo relacionado con las funciones de protocolo, que veremos más adelante con más detalle.

Subsistema

También se encarga de las funciones de seguridad ya que es esencial protegerse contra acciones de control falsas o incluso contra datos erróneos, debidos a la presencia de ruido en los canales de comunicación. Estas funciones de seguridad generalmente consisten en añadir uno o varios bits al final del mensaje de manera que la unidad que lo reciba sea capaz de determinar si el mensaje recibido es correcto o ha sufrido algún cambio durante su transmisión. Generalmente cada RTU se comunica únicamente con un centro de control, sin embargo, con la proliferación de los sistemas SCADA cada vez es más corriente que una remota determinada se comuniquen con dos o más centros de control distintos, ya sean compañías diferentes o, siendo de la misma compañía, de niveles distintos. Esta tarea de comunicarse con distintos centros de control, quizás utilizando protocolos diferentes, la lleva a cabo el subsistema de comunicación de la RTU. También se utiliza esta multicomunicación con el fin de obtener caminos de comunicación redundantes, lo cual nos va a permitir hacer llegar los datos al centro de control de una manera distinta a la habitual, con lo cual, podemos evitar situaciones de incomunicación momentánea directa entre el centro de control y la remota correspondiente. Con los años se ha visto que los fallos en los canales de comunicación son mayores que los fallos en las remotas o en los centros de control del sistema. Por ello en algunos sistemas se han establecido técnicas para probar el estado del canal. Periódicamente el centro de control envía un mensaje a cada remota y ésta debe reenviarlo, sin más, al centro de control. En el caso de las remotas es el subsistema de comunicación el encargado de llevarlo a cabo. Otra tarea de este subsistema consiste en desconectar a la remota del canal de comunicación cuando ha pasado ya un determinado intervalo de tiempo (*en inglés se conoce como time-out*) sin que haya comunicación entre ella y el centro de control lo cual pretende evitar posibles bloqueos del canal de comunicación si fallara la unidad remota.

5.1.4.3.1.3.1.2 Subsistema lógico

Este subsistema representa el alma de la unidad remota, en él se produce el procesamiento de los datos, así como todo lo relacionado con las funciones de control de la RTU. Posee dos funciones claramente definidas: adquisición y escalado de los datos, y selección y ejecución de las órdenes de control sobre la red. El proceso de adquisición de datos consiste en tomar de la red eléctrica dos tipos de datos: digitales y analógicos. Los datos digitales son aquellos que tienen una característica intrínsecamente binaria, susceptibles de ser representados por un bit. Se obtienen mediante la representación de contactos externos como interruptores, seccionadores, etc. Los datos digitales que maneja una RTU, o la información de la posición de los contactos, son de cuatro tipos: estado actual, estado actual con memoria, que incluye los cambios producidos en los contactos desde la última transmisión de datos, SOE secuencia de eventos, donde aparecen en una tabla los cambios producidos en los distintos contactos junto con la hora, con precisión de milisegundos, en que ocurrió, y valores acumulados, donde se lleva a cabo una cuenta de los pulsos recibidos, por ejemplo de los generadores, por unidad de tiempo.

Aquellos datos que representan señales analógicas serán los datos analógicos, en este grupo se encuentra la información sobre tensiones, corrientes, potencia activa y reactiva, factor de potencia, etc. Estos datos son sometidos, en este subsistema a un escalado mediante un preprocesado de los mismos en el cual se produce conversión a valores de ingeniería, contrastación de rebase de límites de alarma.

En cuanto a las señales de control las actuaciones del sistema sobre la red suelen tomar la forma de contactos abiertos o cerrados, que comandan los equipos de operación, como interruptores, generadores, transformadores, o de esta naturaleza. Para disminuir al mínimo la probabilidad de mando indeseado las unidades remotas suelen tomar precauciones con el fin de evitar que se active o desactive un elemento que no debe, o activar varios contactos a la vez. Por ello las señales de control son seleccionadas primero y tras su confirmación se ejecutan. Además, el subsistema lógico, lleva a cabo los algoritmos locales de control que se dedican, entre otras cosas, a la detección, localización y despeje de fallos, reposición automática de servicio, deslastre selectivo de cargas.

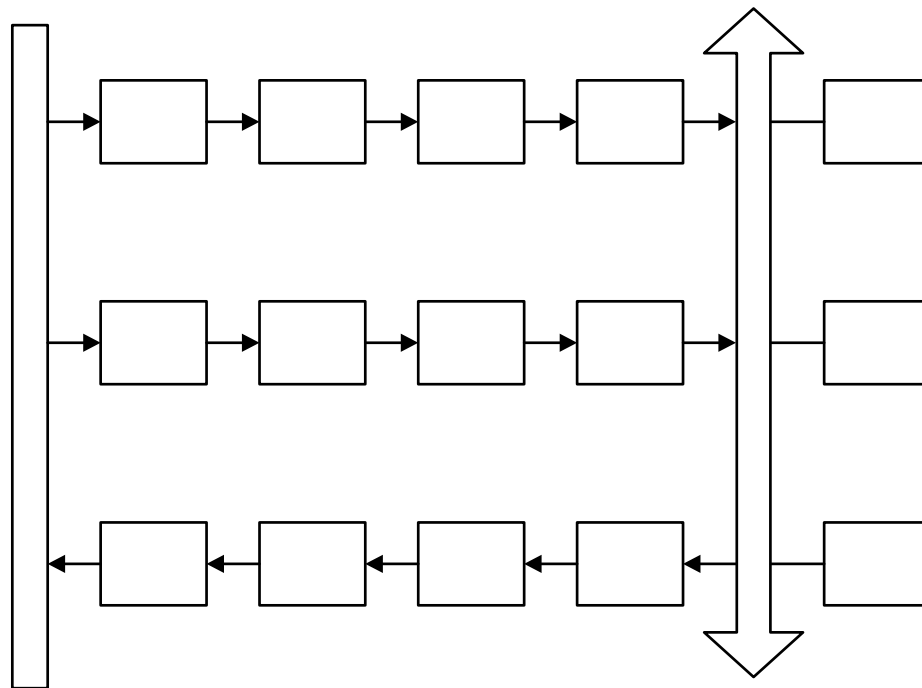
Otras tareas de la RTU están relacionadas con la capacidad que presentan las remotas de trabajar con una base temporal, como la secuenciación de eventos, que ya hemos visto, o la posibilidad de sincronización, ya sea con el centro de control o, como en algunos sistemas, mediante la recepción de señales de radio, terrestres o vía satélite, lo cual permite una sincronización general del sistema.

5.1.4.3.1.3.1.3 Subsistema de conexión

El subsistema de conexión es el encargado de llevar a cabo el interfaz entre el subsistema lógico de la RTU y la red eléctrica. Está compuesto de todos los dispositivos necesarios, como transformadores, transductores, convertidores analógico-digitales, adaptadores, etc., para hacer que los datos tomados de la red sean manejables por el subsistema lógico.

Los datos digitales son conducidos desde la red hasta el subsistema lógico de la RTU mediante dos hilos en los cuales hay tensión o no hay tensión. Tras su adaptación de niveles, opto-aislamiento y filtrado, ver figura 80, se almacena en la memoria del subsistema lógico para su procesado y posterior envío al centro de control.

Figura 83 Subsistema de conexión de una RTU



La captación de los datos analógicos se suele realizar, ver también figura 86, mediante transformadores de corriente y/o tensión, un transductor que lleva la señal a un rango apropiado (*Típicamente de 0 a 10 voltios en corriente continua*), y un convertidor analógico-digital que hace que el dato sea manejable por el subsistema lógico.

ENTRADAS DIG

**Adaptación
De Niveles**

Optoaislamiento

ENTRADAS ANA

En cuanto a las señales de control el subsistema de conexión acciona los relés intermedios a través de sus entradas/salidas adaptando la señal de mando hasta los niveles adecuados para actuar sobre la red (ver figura 80).

Otro aspecto importante, del que se encarga también este subsistema, es la protección del subsistema lógico de la RTU del ambiente hostil que una subestación eléctrica representa para él. Este ambiente hostil tiene muchas facetas, desde variaciones de temperatura a lo largo del día, lo cual puede influir en la estabilidad de los componentes de medidas como son los convertidores analógico-digital o los transductores, hasta cuestiones de contaminación en forma de suciedad, polvo, e incluso en algunos casos atmósfera corrosiva y todo lo que representa un factor que cause problemas.

Sin embargo, la tarea de protección del subsistema de conexión se centra principalmente en aislar al subsistema lógico del ambiente, nada recomendable, que desde el punto de vista eléctrico presenta una subestación de este tipo. En el funcionamiento de una subestación son muchos los factores de tipo eléctrico que pueden alterar el comportamiento normal del subsistema lógico: se pueden presentar situaciones de sobretensión o incluso tensión inversa, pueden aparecer descargas electrostáticas, casi siempre producidas por el propio personal de la subestación al manejar directamente los circuitos de la RTU, puede haber interferencias electromagnéticas, también producidas generalmente, salvo excepciones, por los equipos de radio del personal de mantenimiento. También, en estaciones donde se manejan altas tensiones, puede haber campos electrostáticos y magnéticos de magnitudes importantes, incluso la protección debe llegar a casos esporádicos como la caída de un rayo o la presencia súbita de un pico de tensión.

5.1.4.3.1.3.1.4 Subsistema test/MMI

Las unidades remotas poseen un interfaz MMI muy simple pero que permite a los equipos de mantenimiento detectar fácilmente si el funcionamiento es correcto, y si no lo es, dónde se encuentra la avería. Al conjunto de dispositivos de la unidad remota dedicados a este fin se les conoce como subsistema test/MMI. Lleva a cabo la tarea de informar, generalmente mediante el uso de LED's (*Light Emissor Diode, Diodo Emisor de Luz*), del correcto funcionamiento o no de la unidad remota, en algunos casos poseen pantalla digital, esto depende de la casa fabricante.

Otros dispositivos de este subsistema permiten el acceso a la información mediante dispositivos externos de prueba, los cuales, una vez conectados, tienen acceso a buses internos de la remota o incluso pueden sustituir al centro de control en todas sus tareas con el fin de comprobar el funcionamiento y detectar posibles fallos de la RTU.

Con el aumento de la inteligencia de las RTU's, a través de las funciones de aplicación, o aumentando la potencia de los microprocesadores, se conseguirían subsistemas Test/MMI, que podrían ser permanentes, en los que se podrían incluir paneles de control, teclados alfanuméricos, pantallas CRT e incluso impresoras y otros periféricos.

5.1.4.3.1.3.1.5 Fuente de alimentación

Con el fin de ver todos los componentes que conforman una unidad de transmisión remota, debemos ver ahora, aunque sea muy brevemente, el elemento que nos falta: su fuente de alimentación. Toda unidad remota posee una fuente de alimentación que suministra a los distintos elementos de la misma las tensiones necesarias para su funcionamiento. Estas tensiones suelen ser tensiones continuas de 48 VDC y 125 VDC o 125 VAC, aunque en algunas ocasiones existen también de 24 VDC y 240 VAC. Posee equipos generadores de voltaje de corriente alterna lo cual asegura el funcionamiento de la RTU aunque a ésta le falle el suministro de corriente.

5.1.4.3.1.4 Sistemas de comunicación

Como ya vimos los sistemas de control están formados por un centro de control, y por varias unidades de transmisión remota, geográficamente dispersas, conectadas al centro de control mediante canales de comunicación de muy diversos tipos. La falta de disponibilidad y el alto costo de estos canales de comunicación hacen que el diseño de los centros de control y de las remotas dependa mucho de los canales de comunicación disponibles. Estos canales limitan la velocidad a la cual se llevan a cabo la adquisición y el control de los datos que maneja la red. Además afecta también al diseño del subsistema MMI del centro de control o incluso a los programas de aplicación, en cuanto a software se refiere.

El ruido, que aleatoriamente aparece en los canales de comunicación, también repercute en el diseño de los elementos del sistema de control ya que requieren más hardware y software para garantizar que la información sea transmitida correctamente desde la remota al centro de control y viceversa.

La configuración que toman los sistemas de comunicación dependerá básicamente de los siguientes puntos: número de unidades remotas, número de puntos de toma de datos en cada una de las remotas, localización geográfica de cada una de ellas, y de los servicios, equipos y técnicas de comunicación disponibles. Naturalmente la configuración más simple es la llamada punto a punto en la que la unidad remota está conectada directamente con el centro de control. Se suele utilizar en sistemas muy simples donde el número de puntos de interés es muy reducido. (Ver figura 81).

Figura 84 **Configuración punto a punto**

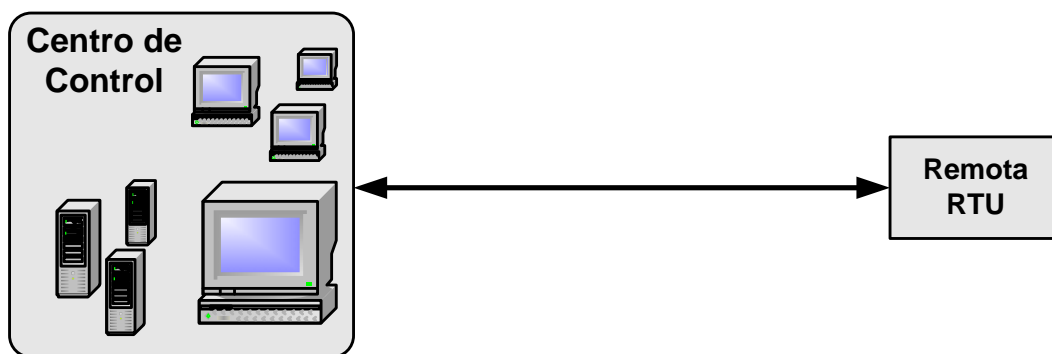
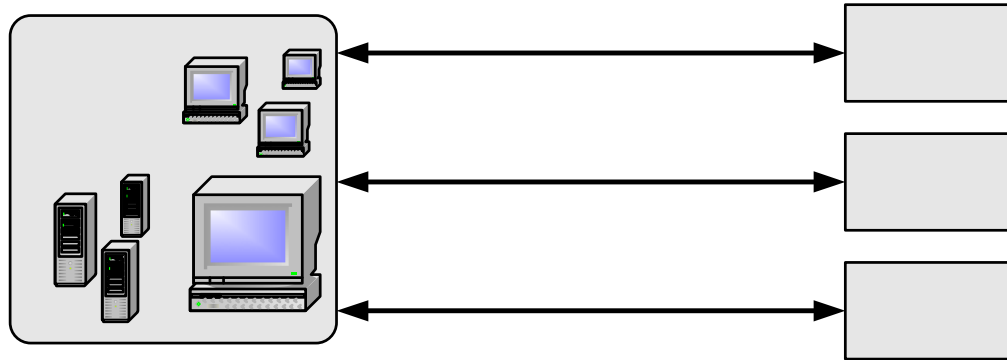


Figura 85 Configuración múltiple punto a punto

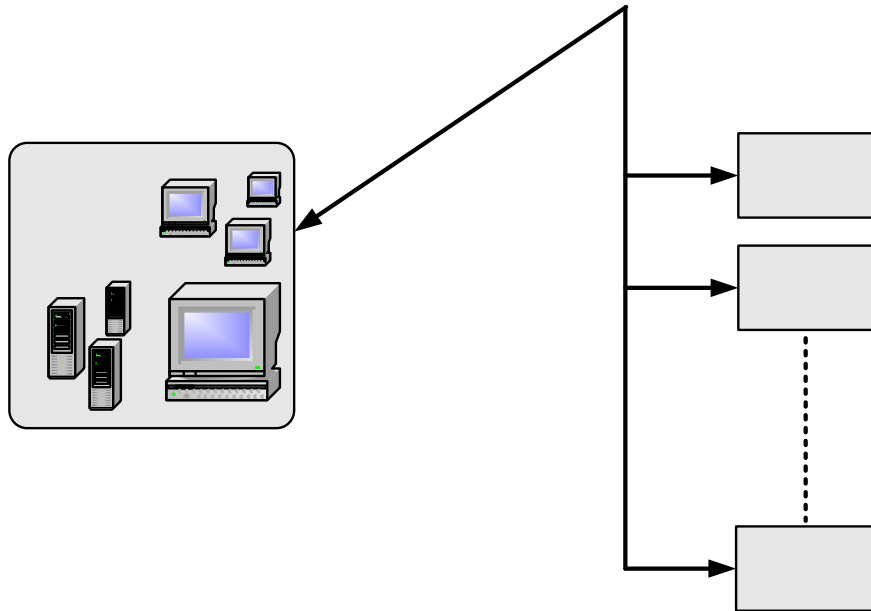


Centro de Control

En la mayoría de los casos, los datos a recoger se encuentran muy dispersos, geográficamente hablando, por lo que esta configuración puede tomar otras formas. En la figura 82 se representa la configuración múltiple punto a punto en ella el centro de control está conectado con cada una de las remotas mediante un enlace. Por ello todas las remotas pueden transmitir información al centro de control al mismo tiempo y a su vez el centro de control puede enviar información a una o varias remotas simultáneamente.

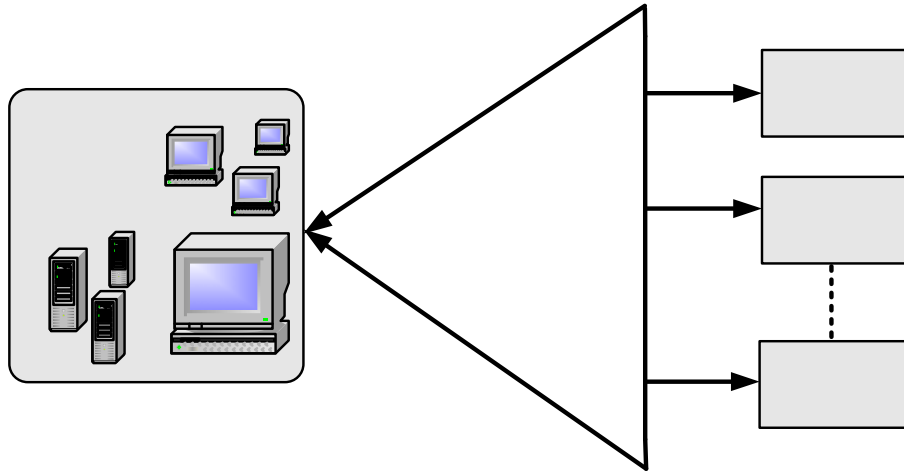
En la figura 83 vemos la configuración de línea compartida en la que el centro de control está conectado a más de una remota por medio de un único terminal de enlace. En esta configuración, en cada instante, sólo una unidad remota puede transmitir información al centro de control. Por el contrario, el puesto central puede enviar mensajes a una o más estaciones seleccionadas o a todas a la vez si así lo necesita.

Figura 86 **Configuración línea compartida**



Por último, presentamos en la figura 84 la configuración de línea compartida, en anillo multipunto. El enlace de comunicaciones entre todas las unidades remotas forma un bucle cerrado o anillo, de manera que el centro de control posee dos terminales de enlace. A cada estación se puede acceder desde el centro de control por dos direcciones, por lo que se proporciona una seguridad N-1 (se entiende por seguridad N-1 de un conjunto de N enlaces de comunicación al hecho de que el fallo de uno cualquiera de ellos no afecta a la capacidad de comunicación entre el centro de control y cada una de las RTU's), empleando un número de enlaces N+1, donde N es el número de unidades remotas. Por todas estas razones esta configuración es muy común en los sistemas de control actuales.

Figura 87 Configuración en anillo multipunto



Existen otros tipos de configuraciones como puede ser la configuración en red mallada en la cual existen enlaces de comunicación entre cualquier par de remotas, lo cual implica $\frac{1}{2}N(N-1)$ enlaces. Con la posibilidad de multirrutras aumenta enormemente la fiabilidad y disponibilidad de la transmisión de información. Sin embargo el elevado costo de este tipo de configuraciones hace que en muy raras ocasiones se presente.

Centro de Control

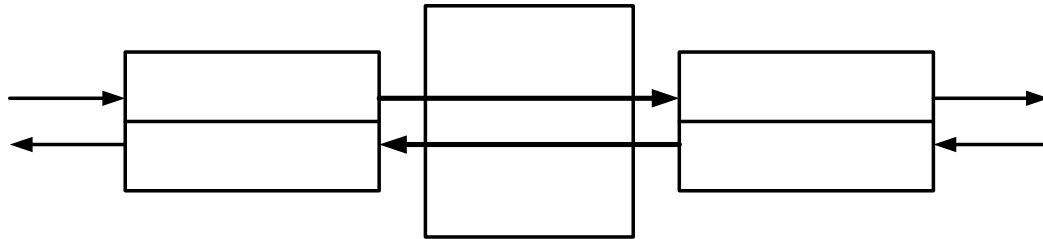
Generalmente los sistemas de control presentan lo que se llama una configuración híbrida que es una mezcla de varias de las configuraciones vistas anteriormente, el criterio que se adopta en su establecimiento suele estar basado en las prestaciones que cada configuración aporta y sobre todo en razones económicas.

Así, la configuración de línea compartida reduce los costes de comunicación, mientras que la configuración punto a punto posee unos canales con una carga menor, con toma de datos más frecuentes y una alta fiabilidad.

En los canales de comunicación también hay que tener en cuenta cómo se transporta la información. Partimos de dos puntos alejados espacialmente y pretendemos enviar una señal, o un cambio en una señal, de manera que el receptor reconozca esa señal o ese cambio en esa señal. Esto se puede llevar a cabo de tres maneras: cambio de la amplitud de la señal, cambio de la frecuencia de la señal y cambio de la fase de la señal. A este procedimiento se le da el nombre genérico de modulación de la señal. En el receptor un demodulador detecta el cambio en la señal y reproduce la información transmitida.

Si la información sólo se transmite en una dirección a ese canal se le da el nombre de canal simplex. Si la información se transmite en ambas direcciones pero no simultáneamente entonces el canal es semiduplex (*en inglés se conoce como Half-Duplex*), por último, si la información se transmite en ambas direcciones a la vez, entonces el canal es duplex (*en inglés se conoce como Full-Duplex*). En ese caso se necesita un modulador y un demodulador en cada extremo del canal, como se muestra en la figura 85, conjunto al que se le conoce como módem.

Figura 88 **Canal doble duplex o semiduplex**



Existen dos tipos de módems: asíncronos y síncronos. Los asíncronos utilizan relojes diferentes en cada Terminal y por ello la demodulación de la señal, en el receptor, se produce a la misma velocidad que se moduló en el transmisor sólo de forma aproximada. Debido a esta aproximación los mensajes de datos deben ser resincronizados muy a menudo, por ello, los mensajes son divididos en trozos de manera que cada uno de ellos lleva sus bits de sincronismo. Este sistema es ventajoso para mensajes cortos donde se busca una rápida sincronización. Seguir ésta hacen falta pocos bits por lo que se consigue una eficiencia relativamente alta y además, dada su simplicidad, es de bajo coste. Por otro lado los módems síncronos transmiten junto, con el mensaje, una señal de reloj con lo cual consiguen que, en todo momento, el transmisor y el receptor estén exactamente sincronizados. Esta técnica permite el envío de mensajes muy largos y un tanto por ciento de datos enviados sin problemas de sincronización muy alto. Sin embargo para mensajes cortos no es aconsejable su uso ya que el tiempo de sincronización inicial es alto y la eficiencia se reduce al necesitar varios bits para la sincronización. Existen en la literatura distintos modelos para sincronizar redes asíncronas sin aumentar excesivamente el costo y la complejidad de los mensajes enviados.

Los módems utilizados en los sistemas de control requieren el uso de canales de comunicación de calidad telefónica como mínimo. Para ello se podrían utilizar las redes públicas de comunicación, sin embargo, las empresas eléctricas poseen redes privadas basándose en distintas razones: dada la naturaleza del servicio eléctrico, la seguridad y disponibilidad exigidas a los canales de comunicación son superiores a las que puede ofrecer una empresa pública de telecomunicación; en condiciones de emergencia, ya sean por causas naturales (inundaciones, terremotos, etc.) o provocadas (huelgas, sabotajes, etc.). Las empresas eléctricas no pueden estar a expensas sólo del servicio prestado por otras compañías de servicios, que a su vez pueden estar sobrecargadas por los mismo motivos; también existen razones de tipo económico ya que una empresa pública no puede satisfacer de manera efectiva las necesidades de comunicación específicas de las empresas eléctricas ni en los emplazamientos donde ésta los requiere; por último el ambiente eléctrico y magnético existente en las subestaciones hace que aparezcan problemas relacionados con la compatibilidad electromagnética de los elementos de comunicación, los cuales pueden ocasionarles averías costosas y pérdidas del servicio a la empresa pública de telecomunicación, no contempladas en las tarifas actuales.

También existen en las redes privadas de las compañías eléctricas enlaces digitales que conviven con los enlaces de tipo analógico. Sin embargo la tendencia se muestra irreversible hacia la digitalización de los enlaces primero y hacia la red digital de servicios integrados RDSI, después ya que son muchas las ventajas que presentan: permiten transmitir cualquier tipo de señal en una única red, son más flexibles y más baratas, ofrecen más prestaciones, son más fáciles de mantener y permiten la supervisión y control de la red de comunicaciones desde un centro de control.

Hasta aquí hemos visto las distintas configuraciones que pueden tomar los medios de comunicación y qué elemento transmite esa información de un extremo a otro del canal. Sin embargo aún nos quedan algunos aspectos por determinar como son: como se forman y que criterios siguen los mensajes que se envían y a través de qué medios se pueden enviar esos mensajes.

5.1.4.3.1.4.1 Protocolos

Se entiende por protocolo de comunicación al conjunto de reglas y convenios preestablecidos, que tanto el transmisor como el receptor deben conocer, para hacer posible el traspase de información entre ordenadores. Por ello los protocolos definen el formato y la estructura de los mensajes que se intercambian.

La configuración de los primeros sistemas SCADA era básicamente de hardware y por tanto los mensajes de transmisión se basaban en relés lógicos o en contactos abiertos/cerrados. Por ello la primera aplicación de los microprocesadores utilizaba una estructura en los mensajes que simulaban estos sistemas y los primeros protocolos enviaban la información bit a bit con un pequeño tiempo de separación entre cada uno de ellos. A este tipo de protocolos se les dio el nombre de protocolos orientados al bit y son muchos todavía los protocolos de telecontrol que utilizan esta técnica.

Con la intención de reducir la carga de los sistemas de comunicación y aprovechar al máximo las ventajas de los microprocesadores se desarrollaron los protocolos orientados al byte. En ellos se transmite palabras de ocho bits, cada una de ellas con un bit de comienzo y otro de final, con un único tiempo de separación entre cada palabra o byte. Estos protocolos también están muy extendidos entre los protocolos de telecontrol, sobre todo cuando se les permitió que la longitud de los mensajes enviados fueran variables, para ello en los primeros bytes del mensaje se indica qué longitud tiene éste.

La transmisión de la información entre el centro de control y las unidades remotas, en ambas direcciones, deben llevarse a cabo a través de mensajes eficientes, seguros, flexibles y que sean implementados fácilmente tanto en hardware como en software. La eficiencia nos mide qué proporción del mensaje total se dedica a transmitir información, por ello debemos aprovechar al máximo la capacidad del mensaje para enviar información. La seguridad es la capacidad de un protocolo de detectar errores en la información original transmitida, generalmente causada por el ruido existente en los canales de comunicación. La flexibilidad representa la posibilidad de enviar, desde el centro de control, distintas cantidades y tipos de mensajes. Por último, la implementación en hardware y software requiere usar el mínimo de lógica, almacenamiento de memoria y velocidad de operación.

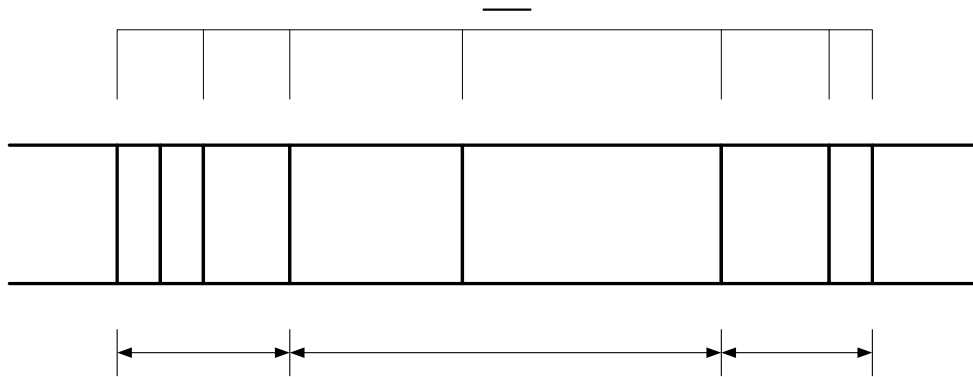
Todos los mensajes están divididos en tres partes:

- Establecimiento del mensaje: en esta parte se incluye la señal de sincronización entre el receptor y el transmisor.

- Información: aquí se encuentran los datos que se quieren enviar en un formato codificado de manera que el receptor los pueda decodificar y utilizarlos adecuadamente.
- Terminación del mensaje: en este último bloque aparecen los bits de seguridad y las marcas que indican el fin del mensaje. Los bits de seguridad se obtienen tras operar los datos del mensaje con un número prefijado. El receptor realiza las mismas operaciones que hizo el transmisor y obtiene sus propios bits de seguridad, comprueba estos bits con los transmitidos en el mensaje, si son los mismos acepta el mensaje como bueno, por el contrario si son distintos se solicita la retransmisión del mensaje.

En la figura 86 se muestra el formato típico de un mensaje asíncrono orientado al bit. En este caso el apartado dedicado al establecimiento del mensaje está compuesto de dos partes: la primera parte consiste en dos bits que le indican al receptor el instante a partir del cual debe comenzar la decodificación y la segunda en cuatro bits más que señalan qué RTU envía el mensaje o a qué RTU se quiere enviar.

Figura 89 Formato de un mensaje asíncrono típico

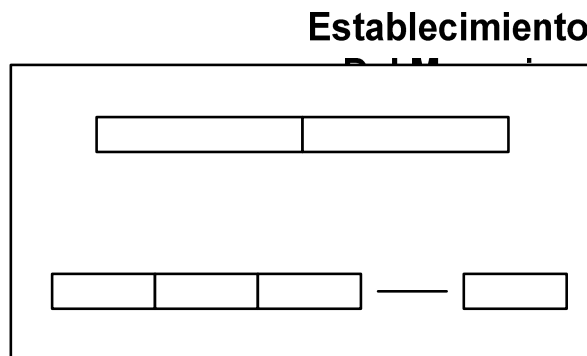


BITS

El campo dedicado a la información contiene 20 bits de los cuales 8 bits son para indicar el código de la función a realizar y los 12 restantes para datos. En los mensajes que la remota envía al centro de control, para enviar datos, este reparto de bits ocurre sólo en el primer mensaje, a partir del segundo mensaje, que se envía directamente detrás del primero. Los datos ocupan también el espacio reservado a la dirección de la RTU y al código de la función, de manera que en total se dispone de 24 bits de datos para transmitir, lo cual representa 24 posiciones de estado o dos valores numéricos de 12 bits cada uno.

0 Dirección RTU
1 Código de Función

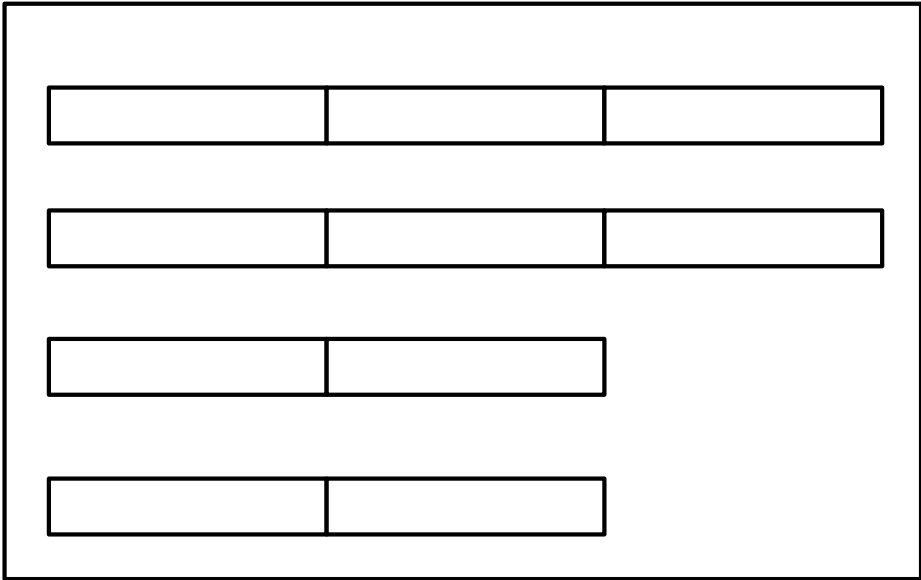
Figura 90 Estructura del mensaje de adquisición de datos



Información

En la figura 87 se puede ver la estructura de los mensajes: primero el centro de control solicita, a través del código de función, la información a la remota, indicándole también, en identificación de los datos, la cantidad y el tipo de los datos solicitados; a continuación la remota le envía dicha información con el formato arriba expuesto. En esta figura sólo se ha representado el campo de información. En los mensajes que el centro de control envía a las remotas la información transmitida se trata, generalmente, de órdenes de control sobre los distintos dispositivos de la red eléctrica. Por ello y debido también al riesgo que supone activar/desactivar un dispositivo equivocado o recibir un mensaje de control erróneo, es por lo que se toman medidas de seguridad adicionales consistentes, básicamente, en una secuencia de mensajes, llamada de selección antes de la ejecución.

Figura 91 **Secuencia de mensajes para el control de dispositivos en la remota**



En esta secuencia de mensajes (ver figura 88), primero el centro de control selecciona el dispositivo de control a manejar, segundo la remota en cuestión envía un mensaje de comprobación, en ambos casos se añade un valor numérico para ser aceptado por la RTU, tercero el centro de control envía ya un mensaje de ejecución y cuarto y último la remota responde con un mensaje de confirmación que indica que la operación se ha llevado a cabo.

Este tipo de seguridad extra se aplica sólo en los caos que resultan imprescindibles ya que en algunos dispositivos no serían necesarios como ocurre en los generadores de potencia, debido a que cualquier error, solicitando mayor o menor producción de corriente de la debida, es rápidamente corregida por la función del control automático de la generación AGC, por ello sólo se envía el primero de los cuatro mensajes antes indicados.

Por último el campo de terminación del mensaje contiene bits de seguridad y el bit que indica el fin del mensaje. Existen muchos códigos detectores de errores, como la simple comprobación de la paridad del mensaje. En nuestro ejemplo hemos utilizado el código de redundancia cíclica CRC en el cual se colocan los bits que quedan de resto después de dividir el bloque de datos por un polinomio preestablecido. En este caso el mensaje se divide en dos partes, una fija, que contiene los caracteres de cabecera, y la otra con el bloque de datos que se transmite. El código CRC (*Cyclical Redundancy Computation*), se aplica por separado a cada una de esas partes añadiéndose los bits obtenidos a cada una de ellas. Existen distintos códigos CRC aunque el más utilizado es el CRC-CCITT.

Este código es capaz de detectar todos los errores simples y dobles, todos los errores con número impar de bits, todos los errores de ráfaga con longitudes de 16 o menos bits, el 99.997% de los errores de ráfaga de 17 bits y el 99.998% de los errores de ráfaga de 18 bits o más. En el ejemplo de estructura de mensaje que hemos visto el total de bits utilizados es de 32, por tanto la eficiencia del protocolo en la comunicación de la remota al centro de control será, en una primera aproximación, de 12 sobre 32 lo que representa el 37.5% para el primer mensaje y de 24 sobre 32 para los restantes, lo cual aumenta la eficiencia hasta el 75%, valor que es normal para este tipo de protocolos. Hasta aquí hemos hablado de protocolos entre centros de control y remotas, sin embargo no son los únicos que aparecen en los sistemas de control. La creciente complejidad de los sistemas eléctricos y la necesidad de operar cada vez con más seguridad y economía, conceptos opuestos, ha motivado que desde hace décadas las empresas de un mismo país funcionen conectadas entre sí y con las de los países vecinos. Esto ha llevado a la elaboración de protocolos, entre centros de control, los cuales intercambian información entre ellos manteniéndose constantemente informados de los cambios producidos en cada una de las redes eléctricas conectadas.

Existe un gran número de protocolos diferentes actualmente en servicio, incluso dentro de un mismo sistema SCADA. A pesar de los grandes esfuerzos que se han hecho para poder trabajar simultáneamente con ellos, mediante conversión de unos en otros, la tendencia actual es la de desarrollar un protocolo estándar que sea compatible con cualquier fabricante. Esta tendencia se verá culminada, si alguna vez se consigue, a muy largo plazo, ya que los intereses estratégicos de los fabricantes como la necesidad de los usuarios de amortizar los sistemas existentes no hacen previsible su consecución, al menos, en los próximos diez años.

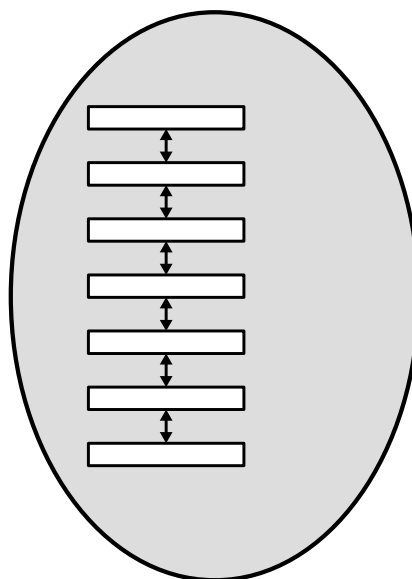
Un primer paso hacia la obtención de ese estándar ocurrió en el año 1,984 en donde la organización ISO (*Internacional Standards Organization*) presentó su modelo de referencia OSI (*Open Systems Interconnection*), ISO-84, ISO-84b e ISO-84c, el modelo de referencia para la interconexión de sistemas abiertos. No se trata de un protocolo, sino que aporta la estructura y los criterios que deben regir en la elaboración y descripción de protocolos.

Este modelo, basándose en los principios que el año anterior habían elaborado Day y Zimmermann, consta de siete niveles o capas:

- La arquitectura de este modelo debe permitir el uso de diversos medios físicos con diferentes procedimientos de control, es por ello que el nivel inferior de la arquitectura debe ser el nivel físico.
- Por encima del nivel físico se hace necesario la presencia de un nivel de enlace, ya que algunos medios físicos de comunicación requieren técnicas específicas para poder transmitir datos entre sistemas con un margen de error aceptable.
- Hay ocasiones en que al comunicarse dos sistemas entre sí a través de una red, los mensajes que se intercambian pueden atravesar nodos intermedios estableciéndose rutas alternativas. Por ello, se hace necesario establecer un nuevo nivel, superior al nivel de enlace, que tome la tarea de elegir la ruta a seguir de los datos. Este será el nivel de red.

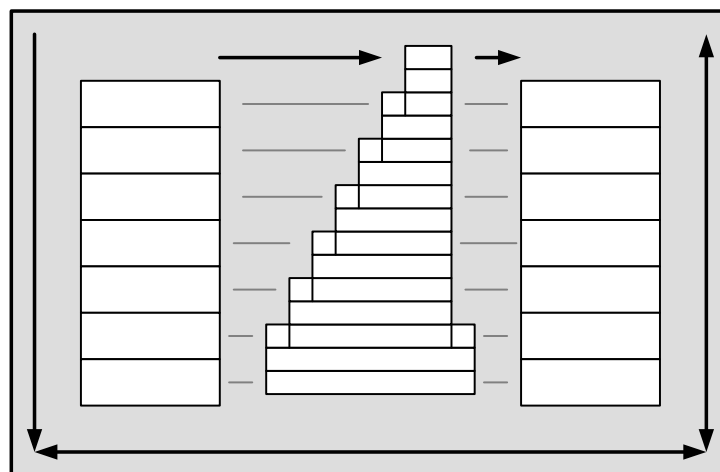
- Otro nivel superior al de red será aquel que se encargue de controlar el transporte de los datos entre transmisor y receptor sin tenerse que preocupar de los nodos intermedios ni de las rutas alternativas. Tendremos pues el nivel de transporte.
- El siguiente nivel será el nivel de sesión, como consecuencia de la necesidad de organizar y sincronizar el diálogo entre ambos sistemas.
- Todo aquello que está relacionado con el manejo, intercambio de datos y su representación, forman un conjunto muy amplio de funciones de interés general de las que se encarga el nivel de presentación.
- Por último, en lo más alto de esta arquitectura se encuentra el nivel de aplicación, que se encarga directamente de las funciones relacionadas con los procesos de aplicación y de procesado de la información.

Figura 92 **Modelo de referencia OSI**



Esta estructura en niveles o capas permite que cada una de ellas sólo tenga en cuenta a la inmediata superior e inferior, así cada nivel proporciona un conjunto de servicios al nivel inmediato superior. Este sistema es muy conveniente ya que si deseamos alterar un nivel determinado podemos hacerlo manteniendo los servicios que presta y recibe de los niveles vecinos. También aparece, en este modelo de referencia, el concepto de protocolo de nivel, consiste en suponer que cada nivel del transmisor habla directamente con el nivel equivalente del receptor y por ello las reglas a determinar son entre ellos aunque en la realidad esa información descienda nivel a nivel hasta alcanzar el nivel uno a través del cual se produce la transmisión real de los bits del mensaje. A medida que desciende hacia el nivel físico se le van añadiendo unas cabeceras propias de cada nivel, las cuales informan al nivel correspondiente del receptor lo que debe realizar con aquella cadena de bits. Ascendiendo por los distintos niveles del receptor esas cabeceras van desapareciendo hasta que la información enviada se almacena en la memoria del segundo ordenador. Ver figura 90.

Figura 93 Transmisión de datos en el modelo de referencia OSI



A pesar de los esfuerzos realizados con este modelo de referencia aún queda mucho tiempo, por las razones que ya vimos, para conseguir desarrollar un protocolo estándar para el control de redes eléctricas aceptado por todos. Sin embargo todos están de acuerdo en el gran paso que dicho modelo ha representado, ya que define el concepto de estructura por niveles en términos de servicio, funciones y protocolos; da una definición precisa de cada función a realizar por los distintos niveles, sin dar necesariamente detalles de cómo se consigue esa funcionalidad; identifica el conjunto de funciones que son fundamentales para proporcionar comunicaciones fiables, seguras, transparentes y económicas entre sistemas y sobre todo porque ha modificado el modo en que la industria operaba en el diseño de productos y en la cooperación con socios, competidores y usuarios.

5.1.4.3.1.4.2 Medios de comunicación

Existen muchos medios de comunicación diferentes, desde líneas telefónicas, microondas, radioenlaces hasta fibra óptica, satélite, entre las más utilizadas y conocidas, cada uno de ellos ofrece unas características específicas y una relación costo/beneficio determinadas que deben tenerse en cuenta a la hora de llevarse a cabo un nuevo enlace de comunicación. Los sistemas de comunicación suelen utilizar varios de estos medios dentro de un mismo sistema de control, utilizando entre ellos los convertidores adecuados, y sólo en los sistemas de comunicación más simples aparece un único medio de comunicación. Aparte de la calidad que pueda ofrecer un canal de comunicación determinado existe una característica del mismo que es básica para saber qué velocidad de transmisión de datos es capaz de soportar, es lo que se conoce como su ancho de banda.

Es sabido que ningún medio de comunicación es capaz de efectuar la transmisión de señales sin perder potencia en ese proceso. Si descomponemos la señal en sus distintos armónicos, según la serie de Fourier, se observa que no todos los armónicos se atenúan igualmente, lo cual implicaría sólo disminución en amplitud y no distorsión de la señal. Los primeros armónicos, hasta un valor de la frecuencia F_c , no se degradan mientras que los demás aparecen fuertemente atenuados. Este valor de la frecuencia F_c a partir del cual se atenúan los armónicos de la señal se le conoce como ancho de banda. En algunos casos este ancho de banda de un canal de comunicación es una propiedad física del mismo, mientras que en otros casos, este efecto, se introduce artificialmente mediante un filtro con el objetivo de limitar el ancho de banda disponible para cada usuario.

En la tabla, mostramos, para un canal de comunicación de calidad telefónica, con un ancho de banda aproximado de 3000 Hz y para las velocidades de transmisión de datos más usuales, el tiempo de transmisión de 8 bits, la frecuencia a la que se presenta el primer armónico y el número de armónicos enviados. La precisión de la señal recibida dependerá del número de armónicos enviados, ya que a mayor número de ellos más sumandos aparecen en la serie de Fourier correspondiente. Por ello es obvio que APRA a velocidades superiores a los 38.4 Kbps no hay seguridad de recibir la señal binaria, aunque el canal esté totalmente libre de ruido. Por tanto la restricción del ancho de banda limita la velocidad de envío de los datos, incluso en canales de transmisión perfectos. Sin embargo, utilizando sistemas más sofisticados de codificación, en los que se utilizan varios niveles de tensión, se puede conseguir velocidades de transmisión superiores.

Tabla VIII **Características resultantes para un canal de comunicación de calidad telefónica y ancho de banda aproximado de 3000Hz**

Velocidad bps	Período T (ms)	Primer Armónico (Hz)	No. De Armónicos Enviados
300	26.67	37.5	80
600	13.33	75	40
1200	6.67	150	20
2400	3.33	300	10
4800	1.67	600	5
9600	0.83	1200	2
19200	0.42	2400	1
38400	0.21	4800	0

Por todo ello, en la actualidad, se investiga el desarrollo de los sistemas de telecomunicación en dos direcciones divergentes: por un lado, se buscan medios con un ancho de banda mayor, y por otro lado, se pretenden obtener nuevas tecnologías que permitan usar más eficientemente la capacidad del canal. Ambas líneas de trabajo coincidirán en una optimización de los recursos y en una mayor flexibilidad a la hora de diseñar o modificar cualquier red para conseguir los requisitos específicos deseados. Con el fin de comprender y utilizar adecuadamente los sistemas de comunicación de un sistema de control, es necesario conocer el amplio abanico de posibilidades que los medios de comunicación presentan. Por ello, en los próximos apartados vamos a ver, con un poco más de detalle, algunos de estos medios de comunicación, destacando en cada uno de ellos sus ventajas e inconvenientes.

5.1.4.3.1.4.2.1 Par trenzado

En el medio de comunicación más antiguo y aún hoy día es uno de los más utilizados. Consiste en dos alambres de cobre aislados, en general de 1 mm de espesor. Ambos alambres se entrelazan en forma helicoidal, lo cual le va a permitir reducir la interferencia eléctrica con pares vecinos. Una de sus principales ventajas radica en que no necesita aplicar nuevas tecnologías ya que su funcionamiento se basa en conceptos eléctricos ampliamente difundidos. Su principal aplicación es el sistema telefónico y la distancia que se puede recorrer, sin necesidad de amplificar las señales, es de varios kilómetros, entre 10 y 15 km. Se puede utilizar tanto para transmisión analógica como digital y su ancho de banda dependerá del calibre del alambre y de la distancia a recorrer, en general no excede los 4 khz. En muchos casos se pueden obtener transmisiones de varios megabits/s en distancias de pocos kilómetros.

5.1.4.3.1.4.2.2 Cable coaxial

El cable coaxial es otro medio típico de transmisión. Consta de un alambre de cobre duro en su parte central, lo que constituye el núcleo, el cual se encuentra rodeado por un material aislante. Este material aislante, a su vez, está rodeado por un conductor cilíndrico que frecuentemente se presenta como una malla de tejido trenzado. Por último este conductor cilíndrico está cubierto por una capa de plástico protector. Esta estructura del cable coaxial produce una buena combinación de un gran ancho de banda con una excelente inmunidad al ruido.

Hay dos tipos de cables coaxiales que se utilizan con frecuencia: el cable de 50 ohmios, que se utiliza para la transmisión digital y el cable de 75 ohmios que se emplea en la transmisión analógica. El ancho de banda que ofrece un cable coaxial dependerá de la longitud que éste tenga y será mayor a medida que éste sea más corto. Para distancias cortas se pueden conseguir velocidades de transmisión de hasta 10 Mbps. Se suele utilizar en sustitución de los cables de par trenzado, dado su mayor ancho de banda, y también dentro del cable de tierra de las líneas de alta tensión en distancias de hasta 30 km, lo cual proporciona una capacidad máxima de 24 canales analógicos de 4 khz. Para señales digitales y para distancias inferiores al kilómetro permite enviar señales de hasta 34 Mbps.

5.1.4.3.1.4.2.3 Equipos de onda portadora

Utilizan la línea de transmisión de energía como medio físico de comunicaciones. Se les conoce en la literatura como equipos PLC (*Power Line Carrier*). Dado que las frecuencias del canal analógico, entre 300 y 3400 Hz de banda útil, están muy próximas a los 50 Hz de la señal eléctrica, éste no permite su transmisión directa y por tanto hay que trasladar la señal, mediante una modulación adecuada, a una banda de frecuencia que cumpla los requisitos siguientes: estar suficientemente separada de la frecuencia de 50 Hz, no perturbar a otros servicios de telecomunicación y no presentar excesiva atenuación que impida la comunicación a ciertas distancias.

La banda escogida está en el rango entre 30 y 490 KHz, si bien cada país tiene distintas legislaciones que modifican o limitan el uso de la banda y el alcance puede llegar a varios centenares de kilómetros, sin repetidores, dependiendo del nivel de tensión de la línea y la frecuencia utilizada. Para sistemas SCADA los PLC pueden proporcionar canales que trabajen a 2400 bps utilizando módems convencionales. En el lado negativo podemos indicar que son bastantes sensibles a los cambios en el tiempo, en especial a las tormentas de nieve que acentúan la atenuación de la señal. Otros factores, como cambios dinámicos de impedancia, operaciones de conexión/desconexión, rayos, etc., pueden afectar seriamente a la señal añadiéndole ruido.

5.1.4.3.1.4.2.4 Fibra óptica

Recientes desarrollos en el campo de la tecnología óptica han permitido la transmisión de información mediante pulsos de luz, de manera que un pulso indicará un bit de valor 1 y la ausencia de ese pulso indicará un bit de valor 0. El hecho de que la luz visible tenga una frecuencia de alrededor de 10^9 Mhz lo convierte en un sistema de transmisión de ancho de banda enorme y por lo tanto de gran interés. El principio físico en el cual se basan estos enlaces de fibra óptica es aquel que se observa al refractarse un rayo de luz que pasa de un medio físico a otro de menor índice de refracción. Para determinados ángulos de incidencia, superiores a un valor determinado, el rayo de luz se refleja totalmente en la superficie de separación entre ambos medios, quedando atrapado en el medio de mayor índice de refracción. En nuestro caso ese medio lo proporciona la fibra óptica.

Todo sistema de comunicación de fibra óptica está formado por tres componentes básicos: transmisor, que es un convertidor de señales eléctricas en señales luminosas como son el láser o un LED, conductor de fibra óptica, una fibra muy larga de cristal o plástico muy puros que conecta el transmisor con el receptor y receptor, que es otro convertidor, ahora de señales luminosas en señales eléctricas. Además de todo esto existen también, a lo largo de la línea, repetidores de la señal que la convierten en señal eléctrica, la amplifican, y la vuelven a convertir en señal luminosa.

En una misma fibra puede haber varios rayos diferentes rebotando a distintos ángulos. A ésta situación se le conoce como fibra multimodo. Por el contrario si el diámetro de la fibra se reduce drásticamente al valor de la longitud de onda de la luz, entonces ésta se propaga en línea recta, sin rebotar, produciéndose así una fibra de un solo modo. Las fibras de un solo modo necesitan diodos láser para su excitación, los cuales tienen precios elevados, sin embargo tienen una mayor eficiencia y permiten utilizarse en distancias muy largas. Estos sistemas son capaces de transmitir datos a 1000 Mbps a distancias de 1 km. Con láseres potentes se pueden excitar fibras ópticas de 100 km sin utilizar repetidores, aunque naturalmente a velocidades más bajas.

Una de las ventajas más importantes que presenta la fibra óptica es su total inmunidad a las interferencias electromagnéticas que una subestación o una central generadora puedan presentar. Por ello la fibra óptica se puede tender por los mismos caminos que las líneas de transmisión y distribución de la red eléctrica. Por el contrario también presentan algunos inconvenientes, así, por ejemplo, se necesitan conectores especiales y un personal calificado para su montaje y reparación.

Para distancias muy cortas no es adecuado su uso ya que la necesidad de incluir el transmisor y el receptor puede hacerlo excesivamente caro frente a otros medios más simples, como el par trenzado o el cable coaxial. Por último, la necesidad de incluir, con cierta frecuencia, repetidores a lo largo del camino también representa un inconveniente.

5.1.4.3.1.4.2.5 Radio frecuencia

Hasta ahora el medio físico por el cual se producía el transporte de la información era un cable de cobre o de fibra. En este apartado veremos a aquellos medios que utilizan el aire como medio de transporte, son los medios de comunicación por radio frecuencia. Hace ya más de 40 años que las empresas eléctricas se decidieron a utilizar este tipo de medio de comunicación. En sus comienzos utilizaban la banda HF (*High Frequency, 3-30 Mhz*), para posteriormente pasarse a las bandas VHF (*Very High Frequency, 30-300 Mhz*), UHF (*Ultra High Frequency, 0.3-3 Ghz*), SHF (*Super High Frequency, 3-30 Ghz*), y EHF (*Extremely High Frequency, 30-300 Ghz*), progresivamente. De todas ellas las que se encuentran alrededor de los 500 Mhz, que se les conoce como transmisión por microondas, son las más ampliamente utilizadas. Este tipo de enlace presenta muchas ventajas: el ancho de banda es más que suficiente para las necesidades de un sistema de control; es más fácil y económico construir dos torres de comunicación de 100 m de altura cada una que enlazar esos dos mismos puntos mediante un cable enterrado en el suelo de 100 Km de longitud; además se puede utilizar tanto para conexiones punto a punto como de cualquier otro tipo.

En cuanto a sus desventajas, que también las tiene, se encuentran: la necesidad de obtener la licencia de emisión oportuna, lo cual no siempre es fácil sobretodo en zonas saturadas de comunicaciones; la necesidad de colocar el transmisor y el receptor en línea directa sin obstáculos de ningún tipo que le impidan la conexión, lo cual implica en zonas montañosas la presencia de repetidores a lo largo del camino; o el hecho de que las señales de una antena pueden dividirse y propagarse, siguiendo trayectorias ligeramente diferentes, por lo tanto al recombinarse en la antena receptora puede haber interferencias entre ellas de manera que se reduzca la intensidad de la señal.

5.1.4.3.1.4.2.6 Satélite de comunicación

Cuando el territorio a cubrir por el sistema de telecontrol es muy amplio este sistema puede ser un medio alternativo, económicamente rentable. Este tipo de comunicación se puede imaginar como si un enorme repetidor de microondas estuviera instalado en el cielo. Está constituido por uno o varios dispositivos receptor transmisor denominado transponders, de manera que cada uno de ellos está atento a una parte del espectro, tras su amplificación la retransmite a una frecuencia distinta a la que llegó, con el fin de evitar las interferencias con las señales de entrada. Una de las ventajas que este sistema presenta es la capacidad que posee de cubrir amplias zonas de la superficie de la tierra o en el caso de flujos muy estrechos, cubrir zonas de cientos de kilómetros de diámetro. Un satélite típico posee un ancho de banda de 500 Mhz que lo divide, aproximadamente, en doce receptores transmisores, cada uno de ellos con un ancho de banda de 36 Mhz, lo cual permite un flujo de información de 50 Mbps.

El tiempo que se emplea en enviar el contenido de una cinta magnética por una línea telefónica a 56 Kbps es de siete horas, en el caso del satélite, a 50 Mbps, será de 30s solamente. Otra comparación interesante es con la fibra óptica. Su principal desventaja se encuentra en el excesivo coste que implica y en la inversión que representa. Además estos canales de comunicación, dadas las distancias a recorrer por la señal, presentan cierto retraso en su propagación lo cual no es aceptable para algunas operaciones que requieren alta velocidad de transmisión, como pueden ser algunas órdenes de control. A pesar de esto, el desarrollo de estos sistemas en el futuro, la correspondiente disminución de costes y la unión de varias empresas para su uso provocarán, previsiblemente, una mayor utilización de los mismos que hoy en día.

5.2 Software propietario de ajustes

Esta sección es un aporte de la empresa mexicana Sistemas Eléctricos de Potencia Computarizada, S.A. de C.V, que se dedica al desarrollo e implementación de Sistemas Inteligentes para el Control y Monitoreo de Procesos. Por lo que describiremos el uso de esta herramienta de una forma particular a la marca, sabiendo que existen diferentes marcas en el mercado y que esto puede variar, aunque su finalidad es la misma.

RADSAD para Windows es un sistema que nos permite monitorear el estado de puntos de interés, provenientes de equipos REDSAD (cuadro de alarmas y registrados de eventos, que detecta cambios de estado de entradas digitales) como de equipos Kronos (PLC, *Controlador Lógico Programable*, que nos permite controlar procesos y detectar tanto señales analógicas como digitales). El equipo Kronos es un controlador lógico de subestaciones, tiene similitudes con los controladores de lógica programable, pero incorpora funciones adicionales porque se encuentra especialmente diseñado para operar de acuerdo a los requerimientos de control de las subestaciones eléctricas. En general, los controladores lógicos supervisan el estado de sus variables de entrada y responden a los cambios ocurridos en las mismas con acciones preprogramadas (por ejemplo, cerrando contactos de salida). Adicionalmente, el equipo Kronos incorpora funciones para que el operador puede realizar mandos locales (mediante su panel de control) y mandos remoto (tanto en protocolo de comunicaciones propietario, como en protocolo abierto); todos sujetos a lógicas preprogramadas de validación (permisivos).

Antiguamente, el control para procesos se hacía con arreglos de relevadores y toda clase de dispositivos electromecánicos interconectados entre sí. En aquellos esquemas, cualquier cambio en el control implicaba modificaciones en el cableado del arreglo. En la actualidad, gracias a los avances en la tecnología electrónica, es posible implantar cualquier lógica de control mediante programas (software) y ejecutarlas en equipos electrónicos compactos.

El controlador lógico Kronos es un equipo microprocesado diseñado especialmente para controlar sistemas eléctricos de potencia. Una de las características más importante de este controlador lógico es que se ha puesto especial atención para que su programación se realice de manera fácil y rápida. Así, el equipo cuenta con los siguientes programas amigables para generar código ejecutable: XDIAGSE para la generación de código con base en diagramas de escalera y WXCONTSE para la generación de código ejecutable con base en sentencias y ecuaciones booleanas. Otra característica importante del equipo Kronos es que el equipo tiene incorporadas funciones que le permiten al operador realizar mandos sobre salidas, que pueden involucrar lógicas preprogramadas para permisivos: localmente, usando los botones del panel de control y remotamente, mediante mandos de protocolo de comunicaciones propietario o protocolo abierto. Las principales características de los equipos Kronos y sus diferentes gamas son: 48 puntos de entradas/salidas, en módulos intercambiables de 8 puntos, soporta entradas digitales o analógicas en la misma ranura, soporta salidas digitales o analógicas en la misma ranura, incluye funciones de control genéricas, tales como temporizadores, contadores, saltos, generadores de pulsos, secuencias de pasos, flip-flops, variables analógicas y reloj de tiempo real, incluye funciones de control especializadas para sistemas eléctricos de potencia, tales como salidas con permiso (salidas con habilitación lógica) y salidas virtuales, Z, para interactuar remotamente con los programas, monitoreo y control remoto mediante su puerto de protocolo propietario ASCII (*Acrónimo de American Standard Code for Information Interchange*, Código Normalizado Americano para el Intercambio de Información) o mediante su puerto de protocolo abierto y memoria no volátil para programas y posibilidad de respaldo en disco.

La principal ventaja del sistema es que permite el despliegue de puntos de monitoreo a través de mímicos, los cuales pueden incluir dibujos, fotografías, puntos de monitoreo y mediciones analógicas representadas en forma numérica y/o gráfica. Todo ello proporciona al usuario una visión rápida y global del equipo en que se esté monitoreando.

Algunos de los aspectos que caracterizan al sistema son:

1. la interfaz para el usuario es amigable ya que está diseñada con ventanas y menús que le permiten operar el sistema de manera rápida y sencilla.
2. Maneja una red compuesta hasta por 32 equipos dedicados a entradas de tipo digital, analógica o de control en el mismo bus RS-485. Permitiendo, entre otras cosas, leer su estado, fijar valores y etiquetas de trabajo y mantener a todos los equipos sincronizados.
3. Permite un monitoreo continuo mostrando al usuario los eventos registrados por los equipos de la red de una manera clara y comprensible con el fin de disminuir el tiempo de identificación de fallas.
4. Incorpora su propio editor gráfico para que el usuario pueda realizar y/o actualizar sus propios mímicos de distribución.
5. Actualiza el estado de las variables del equipo al que pertenece para mostrar siempre el estado real de dichas variables.

6. Emplea reportes y estadísticas para mostrar un análisis más detallado de la información registrada ya sea de un equipo en particular o de la red de equipos.
7. Emplea el puerto de comunicaciones para detectar cuales equipos se encuentran conectados para establecer un monitoreo continuo.

5.2.1 Acceso al sistema

Al ejecutar el sistema se le solicitarán las claves de acceso del sistema y del usuario, esto con el fin de permitir o no el acceso al usuario. Asimismo, restringir el uso de opciones o mandos, dependiendo del nivel de acceso que tenga.

Figura 94 **Contraseña del sistema**



Si la clave de acceso al sistema es correcta procede a solicitar la clave de acceso al sistema.

Figura 95 Entrar al programa



Si la clave tecleada es correcta mostrará una pantalla de presentación, para continuar presione ENTER.

Figura 96 Pantalla de presentación y acceso correcto



5.2.2 Menú principal

Está compuesto por tres folders:

- **General:** Incluye módulos principales del sistema que incluye la definición de subestaciones, la comunicación con los equipos conectados a ella, el registro de las alarmas, realizar mandos de control, edición de mímicos, estadísticas de las alarmas registradas.

Figura 97 Menú principal



- **Consumo de potencia:** Permite la configuración de polinomios para realizar un análisis de consumos que permita generar una factura de los consumos generados.

Figura 98 Sub-menú especialmente utilizados para facturación



- **Seguridad:** Permite visualizar el historial de acciones realizadas por los usuarios que han tenido acceso al sistema, bloquear las opciones del sistema, agregar, eliminar o modificar las claves de acceso existentes.

Figura 99 Sub-menú para control de usuarios que han tenido acceso al sistema



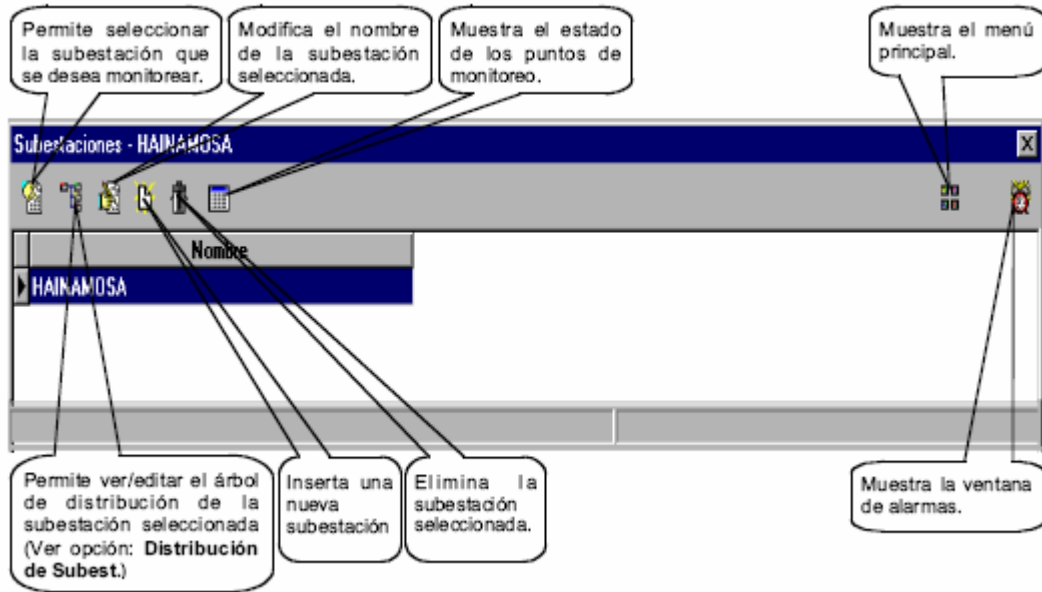
A continuación se explican todas las opciones de los diferentes folders.

Figura 100 Icono del menú principal para opción de subestaciones



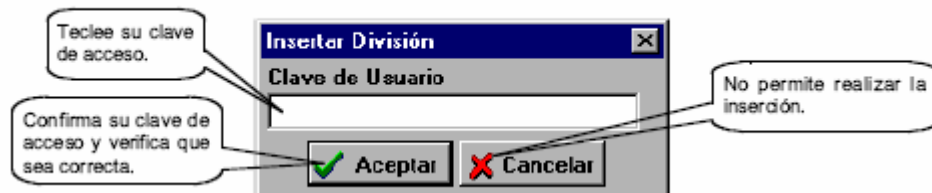
Para cada subestación se permite ordenar los puntos de monitoreo en conjuntos definidos por el usuario.

Figura 101 Menú que se Despliega en Opción Subestaciones



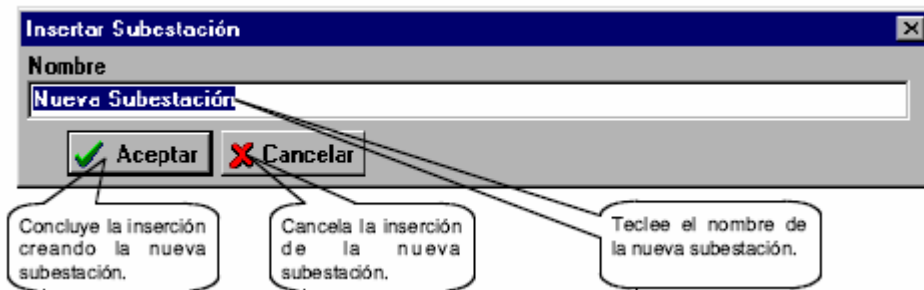
Para insertar una nueva subestación: al dar clic en el botón correspondiente se le solicitará la clave de acceso.

Figura 102 Cuadro de clave de acceso



Si la clave de acceso es correcta procede a solicitar el nombre de la subestación.

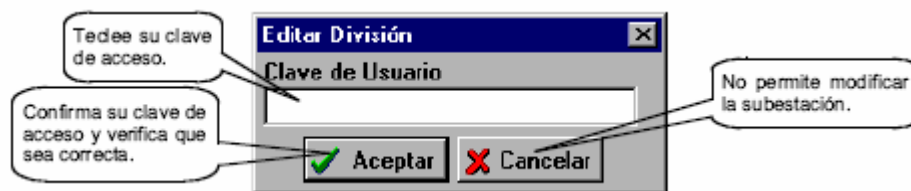
Figura 103 Insertar subestación nueva



Aún cuando se permite tener un gran número de Subestaciones, sólo se puede efectuar el monitoreo de una Subestación a la vez.

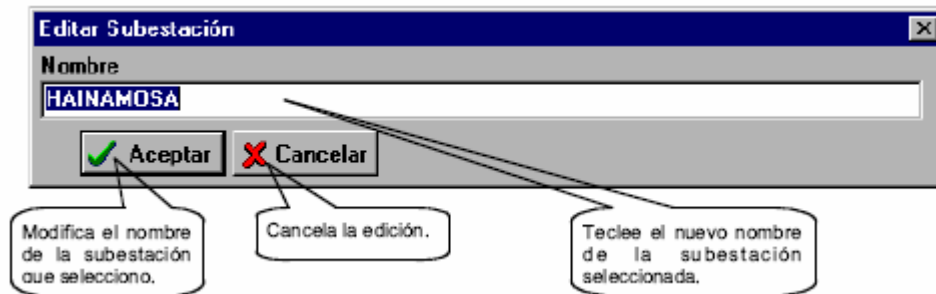
Modificar una subestación existente: al presionar el botón para editar solicitará la clave de acceso.

Figura 104 Cuadro de ingreso de clave de acceso para modificar subestación



Si la clave de acceso es correcta procede a solicitar el nuevo nombre de la subestación.

Figura 105 Ventana de edición de nombre de la subestación



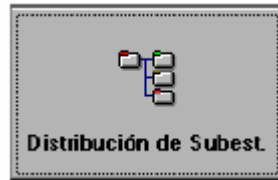
Eliminar la subestación seleccionada: al presionar el botón correspondiente preguntará ¿Realmente desea eliminar la Subestación?, si responde No será cancelada la operación, en caso de responder Si le solicitará la clave de acceso, si ésta es correcta la subestación será eliminada.

Figura 106 Cuadro para ingresar clave para eliminar subestación



Nota: cabe mencionar que si se borra una subestación todo lo que está relacionado con ella (mímicos, árboles de distribución, puntos de monitoreo, interruptores...) será eliminado también.

Figura 107 **Opción de distribución de subestaciones ubicada en el menú principal**



Cada subestación está organizada en árboles de distribución, en los cuales se establece el orden jerárquico que ocupa cada punto de interés de acuerdo a su ubicación e importancia dentro del sistema a monitorear, proporcionando una visión general de la subestación actual.

Una vez que se han definido las subestaciones dentro de nuestro sistema a monitorear, procederemos a registrar todos y cada uno de los nodos que la conforman.


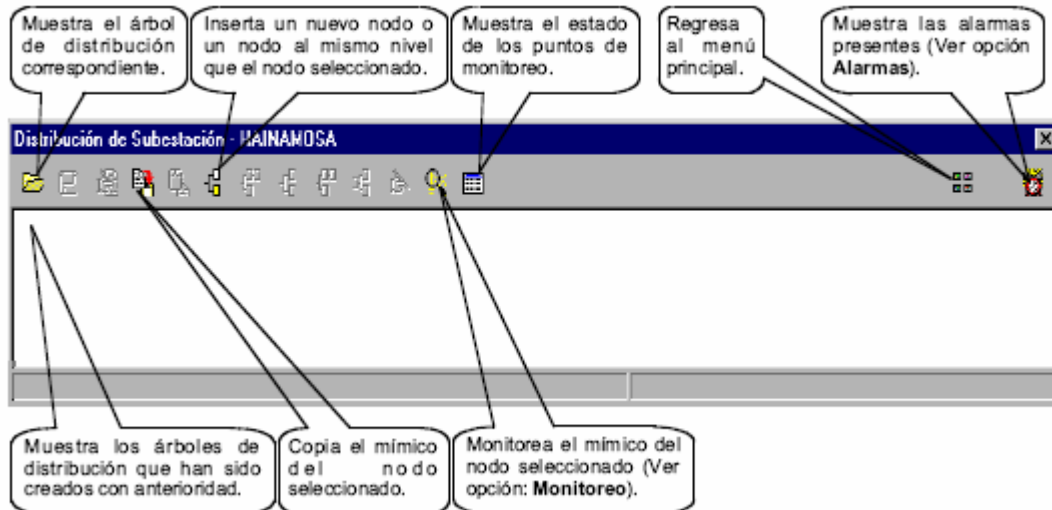
Dichos nodos se deben organizar en un árbol de distribución para poder acceder de manera rápida y eficaz. Además, cada nodo a su vez puede ser visualizado a través de diagramas unifilares, e incluso fotografías sobre los que se pueden insertar punto de monitoreo digitales, mediciones analógicas e incluso gráficas de mediciones analógicas contra el tiempo como se verá más adelante en la opción mímicos. Puede acceder a esta opción desde la venta de subestaciones haciendo clic en  o bien, seleccionando la opción DISTRIBUCION que se encuentra en el menú principal. Al acceder mostrará la siguiente pantalla.

Figura 108 Menú que se despliega en opción distribución de subestaciones



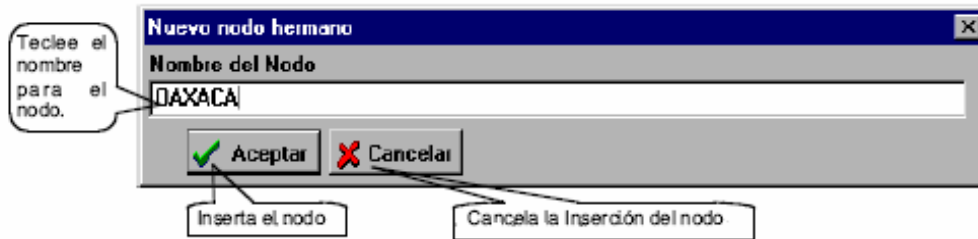
Insertar un nuevo nodo o un nodo al mismo nivel que uno seleccionado: debe presionar el botón correspondiente y el sistema solicitará la clave de acceso.

Figura 109 Cuadro para insertar un nodo



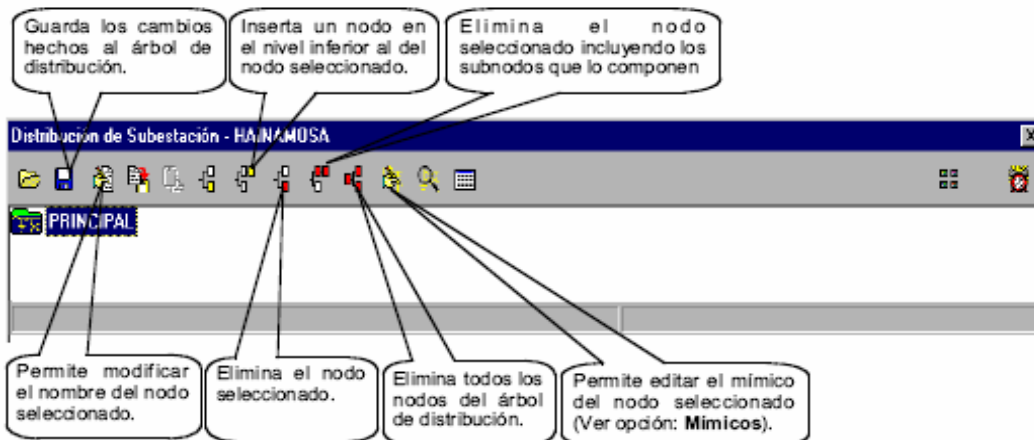
Si la clave proporcionada es correcta se le solicitará proporcione el nombre para el nodo.


Figura 110 Cuadro para insertar un nodo hermano



Al confirmar la inserción del nodo usted podrá visualizarlo y cuando se seleccione podrá hacer uso de otros botones para la edición tal como se muestra en la pantalla siguiente:

Figura 111 Explicación de los iconos de menú distribución de subestación



Algo muy importante es que cada ocasión que realice un cambio al árbol de distribución debe guardarlos haciendo clic en  .

Eliminar un nodo: una vez seleccionado el nodo a eliminar presione el botón correspondiente, ya sea para eliminar el nodo seleccionado, el nodo seleccionado y su descendencia (subnodos) o todos los nodos. Al presionar el botón mostrará un mensaje de advertencia realmente desea eliminar el nodo o los cambios serán guardados en forma permanente. Si responde No el nodo no será eliminado y si responde Si le solicitará su clave de acceso para eliminarlo.

Figura 112 Cuadro para introducir clave de usuario para eliminar nodo




Antes de eliminar un nodo asegúrese de que así debe ser ya que ésta operación es definitiva y permanente. También será eliminado el mímico correspondiente.

Figura 113 Opción de mímicos ubicada en el menú principal



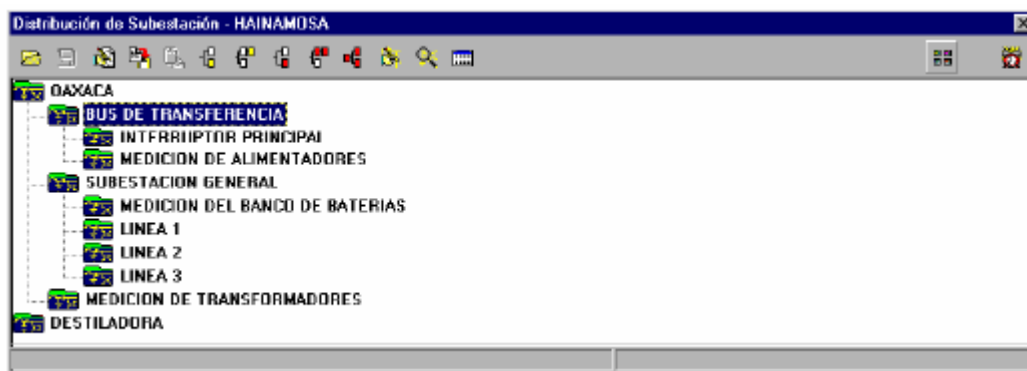
Un mímico puede incluir dibujos, fotografías, puntos de monitoreo y mediciones analógicas representadas en forma numérica y/o gráfica, proporcionándole una visión rápida y global del sistema que se esté monitoreando.

Al iniciar el sistema esta opción se encuentra desactivada. Para activarla deberá seleccionar la opción de Edición o Monitoreo para cualquiera de los Nodos contenidos en el Árbol de Distribución. Una vez que ha entrado a la pantalla correspondiente dé un click en  para regresar al menú principal.

Si desea editar el Mímico deberá entrar a la opción de Distribución y realizar una de las acciones siguiente:

- Seleccione el nodo en el que se quiere editar y dé doble clic en él.

Figura 114 Cuadro de distribución de una subestación ya existente




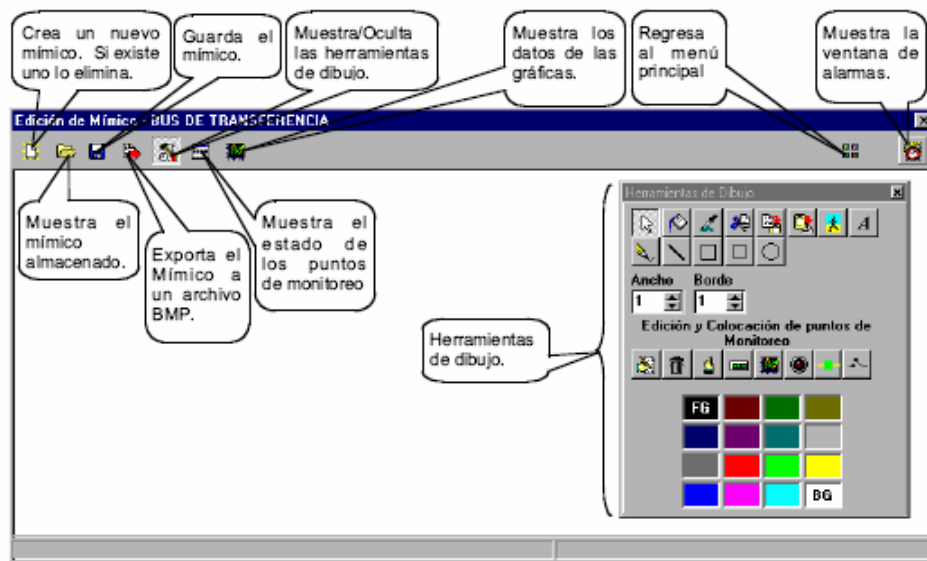
- Dé un clic en . Una vez hecho lo anterior, será requerida la Clave de Usuario para poder acceder.

Figura 115 Clave de usuario para editar nodo



Si la clave proporcionada es correcta se desplegará la Ventana Edición de Mímico (en la parte superior tendrá el nombre del nodo seleccionado) como se muestra a continuación:

Figura 116 Cuadro de edición de mímico



Uso de las herramientas de dibujo: dado que el sistema incorpora su propio Editor Gráfico, usted puede realizar y/o cambiar sus propios mímicos de distribución incorporando la información que más le convenga.

Para dibujar un Mímico, se utilizan los botones contenidos en la Ventana Herramientas de Dibujo. Se hace click en el botón que contenga la opción deseada y a continuación se regresa a la Ventana Edición de Mímico aplicando la característica seleccionada en el lugar requerido.

A continuación se describe cada uno de los botones contenidos en la ventana de Herramientas de Dibujo:

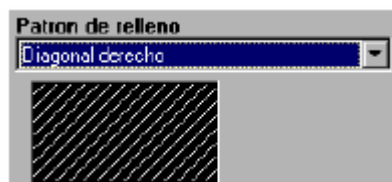


Permite insertar un Punto de Monitoreo definido por el Usuario.



Rellena el área del mismo color, considerando el patrón de relleno seleccionado, el cual es mostrado al dar click en él.

Figura 117 **Cuadro de patrón de relleno**



Obtiene un color de Frente/Fondo de la Imagen.








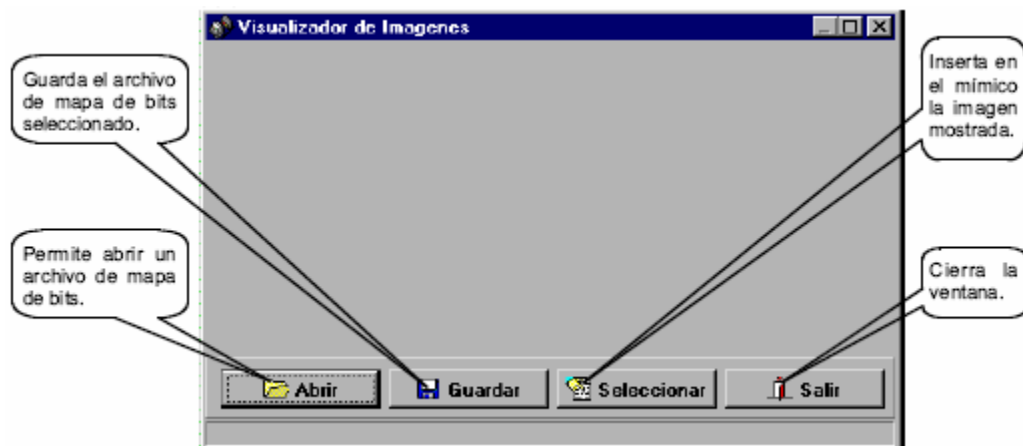
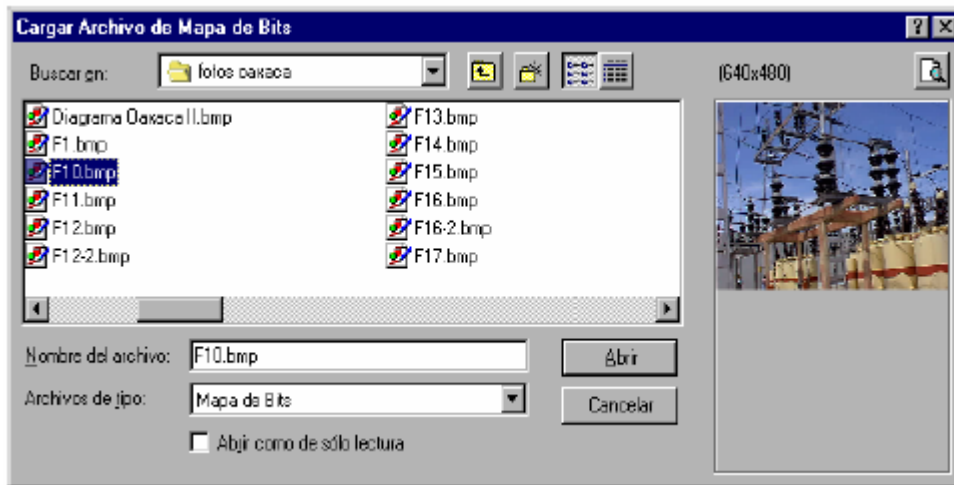
-  Permite cortar el área seleccionada en el Mímico.
-  Permite copiar el área seleccionada en el Mímico.
-  Permite pegar el área que se copio a memoria.
-  Permite insertar texto.
-  Permite dibujar a mano alzada.
-  Permite dibujar una línea recta.
-  Permite insertar imágenes, debe ser un mapa de bits (BMP). Al hacer clic en éste muestra la siguiente ventana.

Figura 118 Visualizador de imágenes



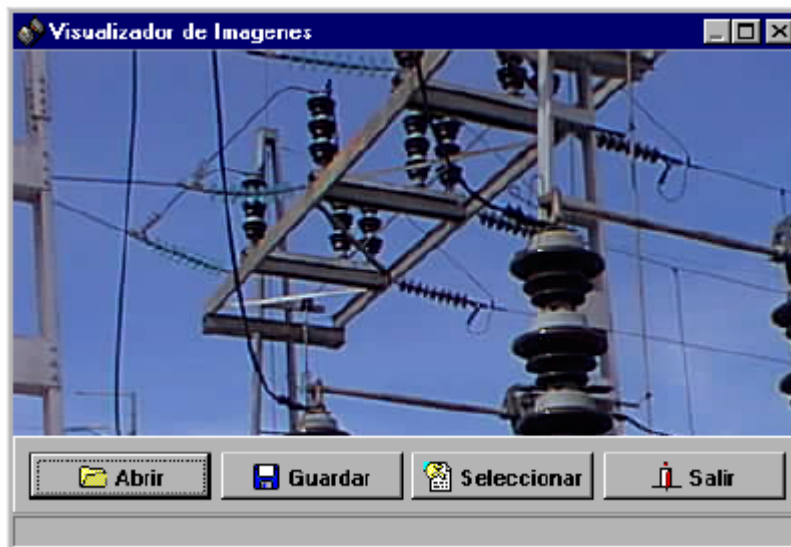
Al hacer click en el botón Abrir, aparecerá la siguiente Ventana, en la cual se deberá seleccionar la imagen, que se quiera utilizar como Mímico para representar el Nodo correspondiente.

Figura 119 Menú para cargar archivo de mapa de bits



Si se hace clic en el botón Abrir, la imagen que usted seleccionó será mostrada en el Visualizador de imágenes.

Figura 120 Visualizador de imágenes con un ejemplo



Para insertar ésta imagen se deberá hacer click en el botón Seleccionar, con lo cual desaparecerá el Visualizador de Imágenes. A continuación, se deberá presionar el botón izquierdo del Mouse y sin soltarlo se deberá posicionar la imagen en el lugar de su preferencia.



Permite dibujar un rectángulo.



Permite dibujar un rectángulo con bordes redondeados.



Permite dibujar un círculo.



Permite dar dimensiones.



Permite dar colores al Mímico.

Opciones de edición y colocación de puntos de monitoreo.



Permite insertar un Punto de Monitoreo.




Permite insertar una Medición Analógica.



Permite insertar un interruptor.




Permite insertar una cuchilla.

Para colocar uno de los objetos anteriores en el mímico debe presionar el botón del objeto a insertar, posteriormente debe colocar el cursor sobre el lugar de la imagen donde se encuentre físicamente conectado el objeto. Al hacer click en el lugar elegido será colocado el objeto. Para configurar el objeto insertado haga click en el botón .



Permite insertar una gráfica que despliegue la información correspondiente a Mediciones Analógicas del Punto de Monitoreo que usted desee. Para insertar una, haga click en este botón y coloque el cursor del Mouse donde desee ubicar esta ventana.

Sí requiere mover nuevamente la Ventana, debe presionar el botón , posicionar el cursor en la parte superior o inferior de la orilla del marco y sin soltar el botón izquierdo del Mouse desplazar la Ventana hacia el lugar que desee.

Para modificar el tamaño de la Ventana del Gráfico se presiona la tecla <ctrl.> y se hace click en la orilla del marco, ahora la Ventana de Gráfico aparecerá con el siguiente aspecto.

Figura 121 Ventana del gráfico para variarlo de tamaño

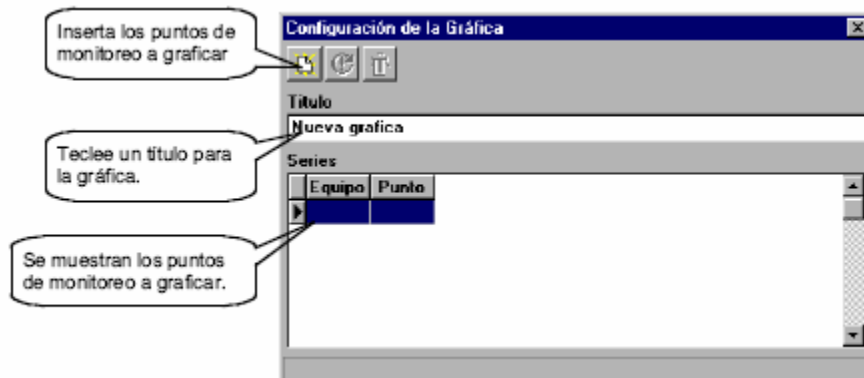


Coloque el cursor del Mouse en uno de los puntos mostrados, presione el botón izquierdo del Mouse y sin soltarlo desplácelo en el sentido que desee para modificar el tamaño de la gráfica.

Además usted puede modificar la escala mostrada según lo requiera. Para hacer un Zoom In, deberá situar el cursor del Mouse en la esquina superior izquierda de la Gráfica (ventana negra), presione el botón izquierdo del mouse y sin soltarlo deberá desplazarse de modo que se forme un rectángulo en la ventana. Al soltarlo la gráfica mostrará la nueva escala. Para hacer un Zoom Out, deberá efectuar la operación anteriormente descrita, pero comenzando el trazo del rectángulo en la esquina inferior derecha.

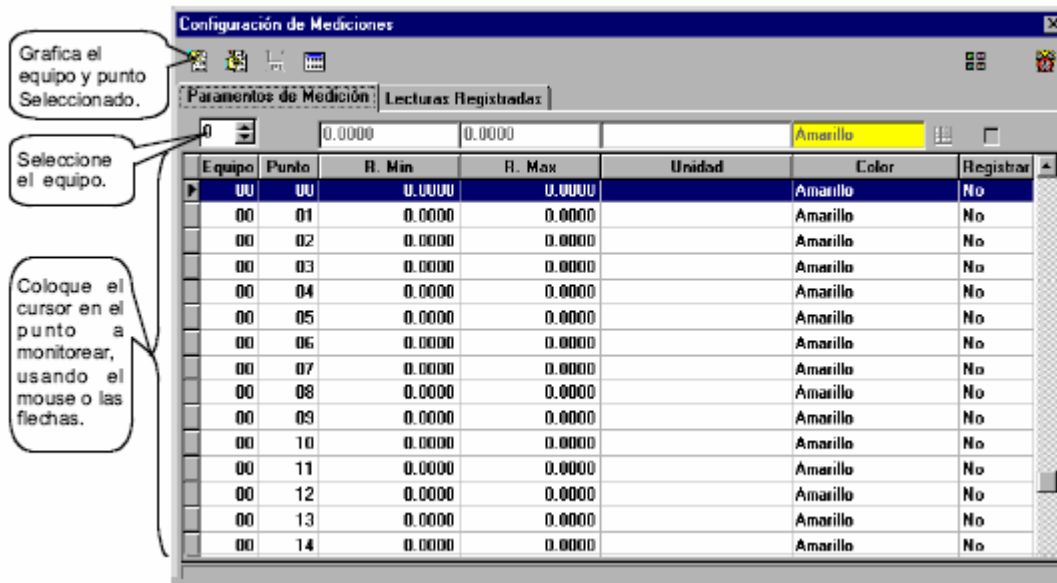
Para seleccionar el o los puntos de Monitoreo a graficar, primero deberá Guardar el Mímico después deberá hacer doble click dentro de la Gráfica. Aparecerá la siguiente ventana.

Figura 122 Cuadro de configuración de la gráfica



Al presionar el botón para insertar un punto de monitoreo mostrará la siguiente ventana:

Figura 123 Ventana de mediciones



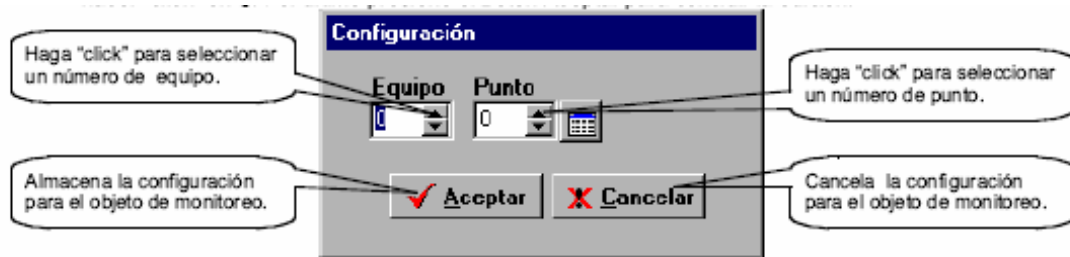
Para volver a la Ventana Edición de Mímico, se cierra la Ventana Configuración de la Gráfica.



Permite editar un punto de Monitoreo, una medición, un interruptor o una cuchilla.

- Una vez que ha colocado el o los puntos de monitoreo o las mediciones, puede definir para cada uno el número de Equipo y el número de Punto que le corresponde. Para lo cual deberá presionar este botón, y hacer click sobre el objeto que quiera modificar. El sistema mostrará una ventana en la cual deberá configurar el Número de Equipo y Punto, los cuales son modificados al hacer click en . Por último presione el Botón Aceptar para concluir la edición.

Figura 124 Cuadro de configuración de puntos y equipo




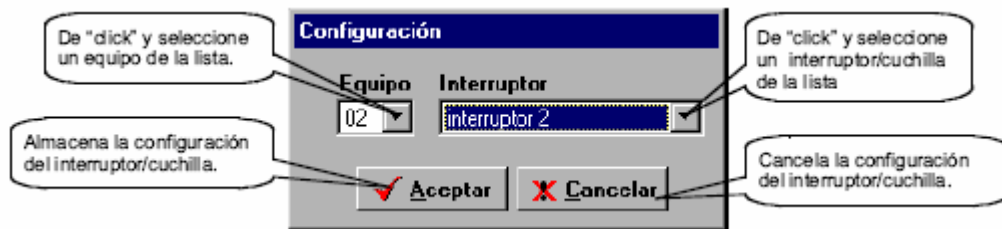
- Una vez que ha colocado el o los interruptores o las cuchillas, puede definir para cada uno el Número de Equipo y el nombre del interruptor o la cuchilla que le corresponda. Para lo cual deberá presionar este botón, y hacer click sobre el objeto que quiera modificar. El sistema mostrará una ventana en la cual deberá configurar el Número de Equipo y el interruptor o cuchilla que desee haciendo click en  respectivo y seleccionando uno de la lista mostrada haciendo click en él. Para almacenar la configuración realizada deberá presionar el botón Aceptar.

Figura 125 Cuadro de configuración de puntos y equipo un ejemplo





Permite eliminar un punto de Monitoreo. Deberá presionar este botón y hacer click sobre el objeto que quiera eliminar. El sistema mostrará una ventana donde deberá confirmar si está seguro que desea Eliminar el objeto.



Permite mover un Punto de Monitoreo. Deberá presionar este botón y hacer click sobre el objeto que quiera mover y sin soltar, mueva el objeto a su nueva posición.


Figura 126 **Opción de monitoreo ubicada en el menú principal**



Una vez que ha definido el Esquema de Monitoreo para su Sistema (Ver Opción: Mímicos). Radsadxe le permite monitorear de manera independiente los diferentes Nodos que componen el Árbol de Distribución. Esta opción se encuentra inicialmente desactivada. Se activa al acceder a la opción de Monitoreo de cualquiera de los Nodos contenidos en el Árbol de Distribución.

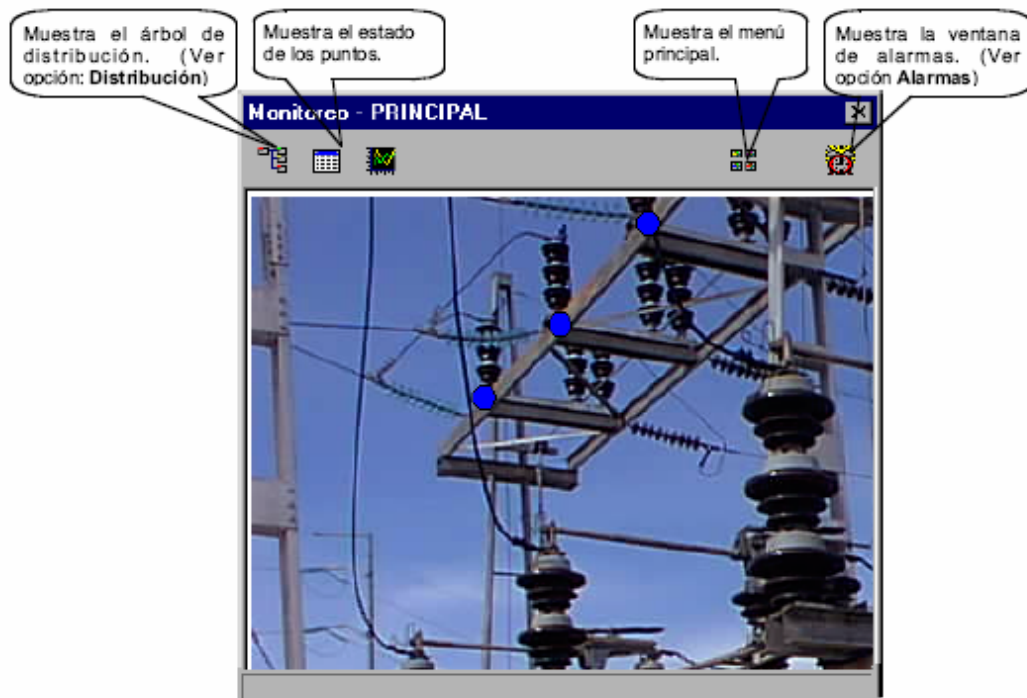
Para efectuar el Monitoreo deberá realizar los siguientes pasos:

- Deberá establecer la comunicación con los equipos, ver opción: comunicación.

- Accese a la ventana de Distribución de Subestaciones, (ver opción: Distribución de Subestaciones).
- Seleccione el nodo a monitorear haciendo click en él.
- Haga click en el botón  o haga click con el botón derecho del mouse sobre el nodo a monitorear.

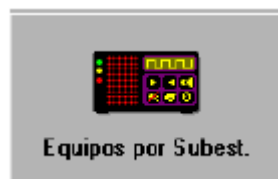
Una vez realizado lo anterior le será mostrada la siguiente ventana:

Figura 127 Cuadro de monitoreo principal



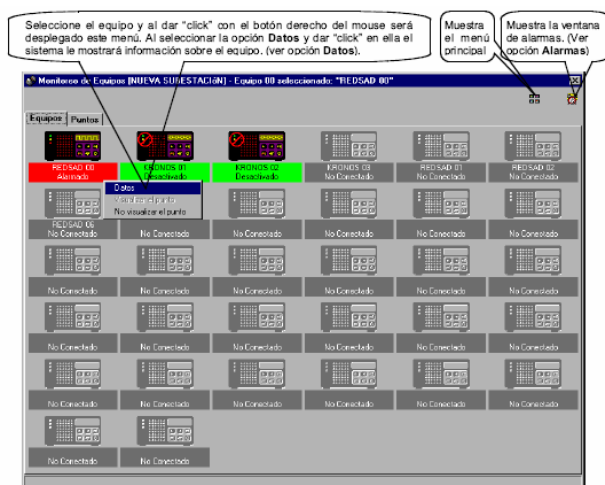
En caso de que ocurra una alarma el sistema iniciará el monitoreo para mostrarle el o los mímicos en donde se encuentra el punto que fue alarmado, podrá reconocerse porque el punto estará parpadeando, (ver opción Alarmas).

Figura 128 Opción de equipos por subestación ubicada en menú principal



Una vez que se ha establecido la comunicación con los equipos podrá monitorearse los equipos Redstad y/o Kronos que se encuentren conectados en el puerto serial de la computadora empleando esta opción. Así como también podrá identificar si el equipo Redstad está alarmado (Fólder Equipos).

Figura 129 Visualización de los equipos Redstad conectados para monitorear



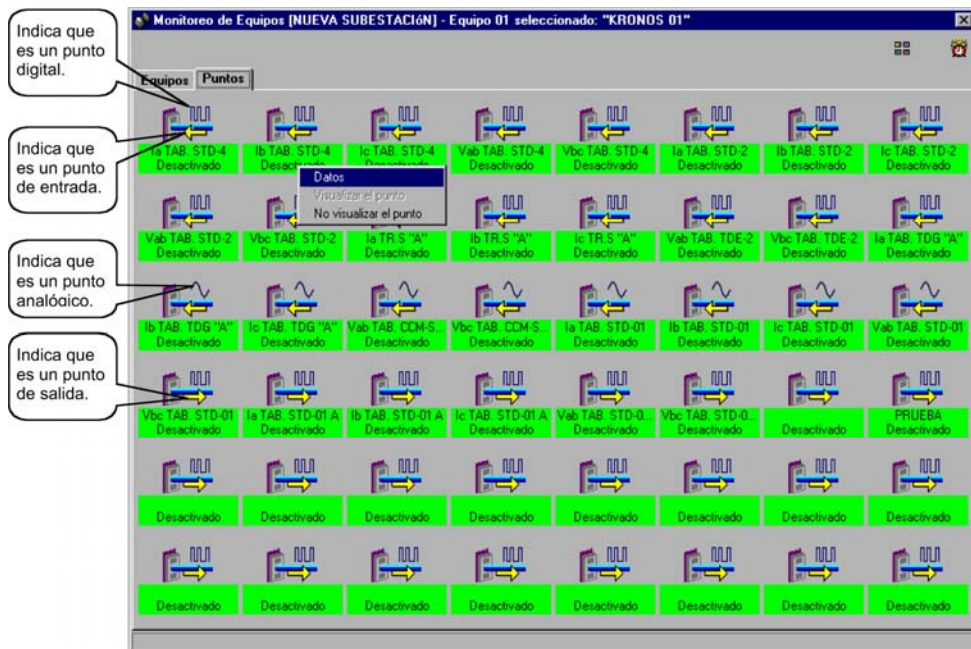
Al hacer click en alguno de los equipos comunicados se podrá observar los puntos que tiene dicho equipo (Fólder Puntos). Podrá verse alguna información del punto como es: su etiqueta, si es una salida o una entrada, si se encuentra conectado, el estado que tiene (alarmado, normal, desactivado) y el tipo de punto (analógico, digital).

Al dar click con el botón derecho del mouse, se despliega un menú que contiene las siguientes opciones:

- Datos: permite consultar información adicional acerca del punto (ver opción Datos del menú principal).
- Visualizar el punto.
- No visualizar el punto.

Se pueden emplear con sólo seleccionar la opción deseada y dar click en ella.

Figura 130 Visualización de los equipos Kronos conectados para monitorear



Importante hacer notar que el sistema puede monitorear un máximo de 32 equipos con un máximo de 48 puntos de monitoreo por equipo.

Figura 131 Opción de datos ubicada en menú principal



En esta opción se muestra el estado de cada equipo y de cada uno de sus puntos. Aquí podrá ver si el punto se encuentra conectado, si es una entrada Digital, si esta alarmada o bien, si es una salida digital y si esta activada; así mismo, si es entrada analógica. Todos los estados del equipo y sus puntos de monitoreo dependen de la configuración que tengan los equipos conectados a la computadora. Por default muestra el estatus de los puntos del equipo 00.

Figura 132 Cuadro de datos de equipos y puntos

Datos de Equipos y Puntos [OAXACA]

Equipos Puntos

Equipo: 0 Num. Puntos: 48 Num. Alarmas: 0

Tipo: Digital Control

Prioridad: Alta Media Baja

Estado: Normal Fue Alarmado Alarmado

Conectado Habilitado

Etiqueta o Nombre: REDSAD 00 Ubicación: CUARTO DE CONTROL Instalado por: J.M.G.-R.C.L.-M.R.N.

F. Instalación: 16/6/2000

F. Puesta en Serv.: 26/7/2000

F. Últ. Mantenimiento: 26/7/2000

Observaciones del Equipo



Permite editar los datos del Equipo y/o Punto seleccionado.

- Presione este botón para iniciar la edición.
- Teclee su clave de acceso correctamente.
- Si desea editar un equipo, seleccione el folder Equipos, si es un punto el que desea editar entonces seleccione el folder Puntos.
- Seleccione el número de Equipo o Punto.

Figura 133 **Opción de alarmas ubicada en menú principal**



Muestra las alarmas que han sido registradas a partir de que el sistema fue ejecutado y se inició la comunicación con los equipos.

Figura 134 **Opción de mediciones ubicada en menú principal**



Permite definir el rango mínimo, el rango mínimo permisible, el rango máximo y el rango máximo permisible para una medición, así como también la unidad de medida y el color para representarla.

Cada punto analógico del equipo Kronos deberá ser definido si desea mostrar en el mímico el comportamiento de cada medición ya sea en forma numérica o en forma gráfica, (ver opción de Mímicos).

Figura 135 **Opción de estadísticas ubicada en menú principal**



Muestra un análisis estadístico exacto de todas las alarmas registradas por el sistema. Mostrando el número total de alarmas así como los promedios diario, mensual y anual por Equipo y por Punto.

En esta ventana aparecen 3 páginas:

La primera (Consulta) nos permite establecer el criterio de búsqueda de alarmas (es decir, especificando una fecha de inicio y terminación para la consulta así como si se desea mostrar las que representan un inicio o un final, o bien ambas). Para consultar las alarmas, basta con oprimir el primer botón que se encuentra en la parte superior izquierda.

La segunda página (Análisis) nos permite visualizar el número total de alarmas así como los promedios diario, mensual y anual por Equipo y por Punto. Para analizar las alarmas que se consultaron, basta con oprimir el segundo botón que se encuentra en la parte superior izquierda. En esta página en la parte superior izquierda se encuentra el cuadro (que muestra dos botones con flechas hacia arriba y abajo) que nos permite seleccionar el equipo para ver sus datos.

La tercer página (Gráfica) nos muestra los mismo datos que la página anterior pero en una forma gráfica. Al seleccionar en la segunda página (Análisis) el número de equipo, automáticamente se actualizará la gráfica para mostrar los datos de dicho equipo. En ésta página usted podrá visualizar las gráficas en forma de líneas, áreas, barras horizontales y verticales, etc.; así como rotarla, visualizar las etiquetas o incluso verla en 2 o 3 dimensiones.

Figura 136 **Opción de comunicaciones ubicada en menú principal**



Esta opción permite configurar los parámetros adecuados para establecer la Comunicación con los diferentes Equipos conectados al Sistema RADSADXE de tal forma que se lleve a cabo el proceso de Monitoreo en forma remota.

Para iniciar la comunicación deberá realizar los siguientes pasos:

- Seleccione el puerto de comunicaciones en el que se encuentran conectados los equipos (COM1, COM2, ...).
- Seleccione el protocolo a emplear (ASCII, ASCII Vía Radio o ASCII Módem). Si elige uno de los dos últimos protocolos podrá seleccionar el Control de Flujo así como también la velocidad para establecer el enlace.
- Seleccione los tiempos de retardo necesarios para que la comunicación con los equipos sea llevada a cabo. Tiempo Fuera: Tiempo en el cual será monitoreado cada equipo. Reintentos: Número de veces que pregunta el estado actual de una entrada, de tal forma que le permita verificar si el equipo responde. Retardo: Tiempo que transcurre para efectuar la lectura de un equipo a otro. Pre-Transmisión y Post-Transmisión: Tiempos empleados generalmente para transmisión con radio.

- Presione el botón Abrir para comenzar a trabajar con el puerto de comunicaciones. Le solicitará su clave de acceso. Sí ocurre un error al abrir el puerto éste será mostrado en la parte inferior derecha.
- Presione el botón Reconocer. Le solicitará su clave de acceso. Se intentará establecer la comunicación con los equipos que se encuentren conectados a la computadora donde está instalado el sistema (para lo cual le pide el estatus a cada equipo 2 veces, si el equipo no responde, el sistema considera que no esta conectado), si reconoce al menos un equipo, inmediatamente se mostrará la ventana de equipos, (ver opción de Equipos).
- Si desea detener la comunicación con los equipos presione el botón Cerrar. Si al comunicarse con el equipo es detectada alguna alarma está será mostrada inmediatamente, (ver opción de Alarmas).

Figura 137 **Opción de salir ubicada en menú principal**



Permite concluir la ejecución del sistema RadsaXE.

5.3 Apuntes DNP (Distributed network protocol, Protocolo de redes distribuidas)

El término RED, evoca la imagen a la que muchas veces se aspira, de la aldea global, del pueblo rural donde reciben todo y de donde pueden enviarlo todo con la facilidad de la gran urbe, a todas las urbes o a todas las aldeas, de tener información a velocidades sorprendentes y donde las fronteras dejan de importar. Independientemente de las imágenes que lleguen a la mente, las Redes se han convertido en parte integral de toda la empresa, la industria, la educación etc., desde sus modestos comienzos, ha crecido hasta alcanzar dimensiones mundiales (Internet). Se sabe que el crecimiento en la industria, no nada más de la PC convencional, si no de los equipos inteligentes que requiere, resultaran decisivos para su futuro. El actual crecimiento de las necesidades de la industria en equipos inteligentes y en especial de su interconexión en RED, influye en todas sus vertientes de su desarrollo tecnológico, y con ello, un gran número de empresas que sienten que los han sorprendido increíblemente con la guardia baja, ya que se ha generalizado la proliferación de cientos de formas diferentes de obtener o intercambiar información con equipos inteligentes, que han degenerado que el usuario tenga que cargar con pilas de manuales y saturar sus PC's con Software para configurar cada equipo terminal, y por ello han empezado a pugnar por incorporar a sus aplicaciones funciones más generalizadas en sus ofertas actuales. Con ello, el dicho popular en boga, afirma que si tus equipos inteligentes no coexisten con los de otros, pronto se van a quedar atrás. De aquí la necesidad urgente de un estándar que saque a fabricantes y usuarios a salir de esta anarquía y nos lleve a tomar una serie de acuerdos comunes para tener realmente sistemas totalmente integrales y completamente abiertos. De aquí la idea de un protocolo estándar que elimine las fronteras y limitaciones en la interconexión

5.3.1 Estándares de comunicación

Los estándares aseguran un medio común de comunicación entre los productos de varios vendedores y dado que el software de red también lo producen diversos fabricantes, es imperiosa la necesidad que éstos se apeguen a estándares que promuevan las comunicaciones entre diferentes productos.

El término protocolo, por extensión, se usa cuando se comentan los estándares de red. Un protocolo es simplemente un juego de reglas que especifican la manera en que se dan las transacciones de información en la Red. Los fabricantes se apegan a estas reglas para asegurarse de que sus productos sean compatibles con los de otros fabricantes.

5.3.2 ¿Qué protocolo de red de equipos inteligentes usar?

Coloquialmente hablando y siendo un poco metódicos, ésta es una respuesta que debe dar el fabricante al usuario final en base a un análisis de las necesidades de este, con una estrecha comunicación entre ellos punto a punto para obtener un producto funcional. Estrictamente hablando, esta respuesta tendrá que sujetarse, de cierto modo, exclusivamente a la parte del protocolo que ofrecerá sus servicios al usuario y que interactuara con él. Los otros puntos que son más técnicos y seguramente muy oscuros para el usuario, tendrán que ser más bien informativos, como son:

- Seguridad en la integridad de los datos.
- Niveles de recuperación en la comunicación.
- Alcances en cuanto a soportar diferentes medios de comunicación (Cable, Fibra Óptica, Radio, etc.).
- Necesariamente todo esto debe también estar apegado a ciertas reglas que permitan que éste producto pueda estar abierto a todos, que es realmente el objetivo final, y en su caso que tenga ciertas características que permitan su evolución (actualizaciones), para esto como se sabe en el ambiente industrial, existe la Organización Internacional de Estándares (ISO), que establece las reglas para prácticamente TODO.

5.3.3 El modelo OSI

La ISO diseñó el modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI, *Open Systems Interconnection*) como guía para la elaboración de estándares de dispositivos microprocesados en Redes. Dada la complejidad de los dispositivos de conexión en Red y a su integración para que operen adecuadamente, el modelo OSI incluye siete capas diferentes, que van de la capa física, la cual incluye los cables de la Red, a la capa de aplicación, que es la interfaz con el software de aplicación que se está ejecutando, y es como sigue:

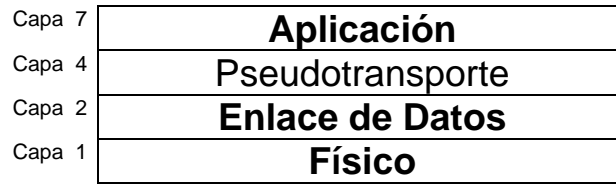
Tabla IX Niveles del modelo OSI

Capa 7	Aplicación
Capa 6	Presentación
Capa 5	Sesión
Capa 4	Transporte
Capa 3	Red
Capa 2	Enlace de Datos
Capa 1	Físico

Éste modelo establece, como ya se indico, los lineamientos para que el software y los dispositivos de diferentes fabricantes funcionen juntos.

5.3.4 DNP v3.0 ¿Por qué sólo tres capas?

El modelo OSI es precisamente eso, un modelo, en el que los fabricantes se tienen que sujetar para definir su protocolo, y haciendo una analogía, así como existen los microprocesadores, que son dispositivos orientados a procesar información, existen los microcontroladores que son dispositivos orientados a control, y que obtienen sus características de los microprocesadores pero con menos facultades dado que su aplicación y objetivo no requieren todas las capacidades del microprocesador. Luego entonces, dadas las características de comunicación de red y de los dispositivos terminales que se usan en la industria se requiere de un protocolo orientado a Control, de aquí nace DNP3, que dada su aplicación, los encargados de la definición de sus características y la evaluación de éstas, decidieron definir DNP3 con solo Tres Capas (aunque realmente se podría decir que son cuatro, dado que tiene una capa de pseudotransporte) que son las siguientes:

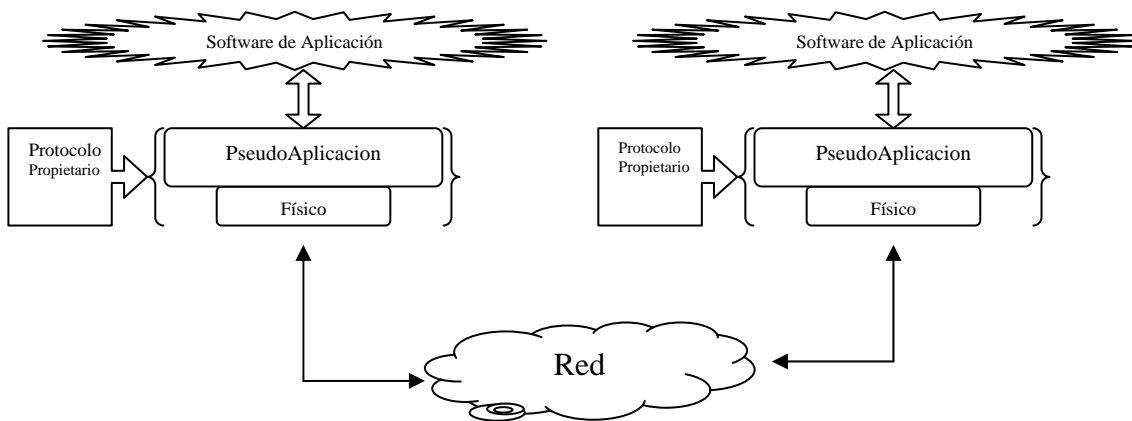


Más adelante, se explicaran en forma muy general cada capa y como se conforman sus mensajes.

5.3.5 Modelo de protocolos propietarios

Generalmente estos protocolos, estrictamente hablando no tienen un modelo base pero se pueden representar de la siguiente forma:

Figura 138 Representación gráfica de protocolos propietarios

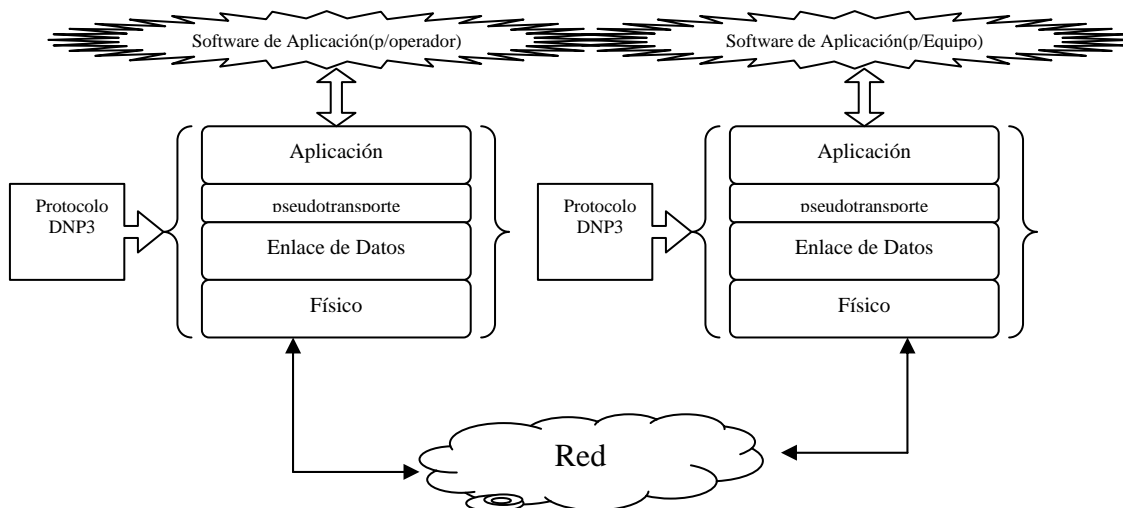


Como se puede observar, se podría decir que en la mayoría de los casos de los protocolos propietarios sólo se tiene una capa de pseudoaplicación que tiene como fin obtener los datos de interés del mensaje transferido, y que en muy pocos casos tienen algún método de checksum para verificar posibles errores durante la transacción de información.

5.3.6 Esquema de DNP versión 3.0 basado en el modelo OSI

En la Red se vería de la siguiente forma:

Figura 139 Esquema de DNP versión 3.0 basado en modelo OSI



Ahora, una breve descripción de cada componente de la figura 133. Software de Aplicación, veremos a este como el usuario del protocolo DNP3, más claramente, este es el software que ve el operador del sistema de un lado, del otro lado sería el software que se encarga de realizar las funciones de control, medición u otras según sean las funciones del equipo terminal inteligente. Hablando del lado del operador, es el software que en la mayoría de los casos le presenta los Mímicos, planos u opciones de control sobre el o los equipos inteligentes en la Red.

Protocolo DNP3, este es el que interactúa con el software de aplicación y con la red, y es el que permite realizar las transacciones de información entre los Elementos de la red. Como ya se menciona, éste está estructurado con tres capas con funciones específicas (y una capa más, aunque menos robusta que las otras) que permiten altos niveles de seguridad y control de flujo de los datos en las transacciones dentro de la red.

Red, este está definido como el medio y la forma de interconectar los elementos que desean comunicarse, para DNP3 los medios que pueden usarse son muy diversos como Cable, Fibra Óptica, Radio, Línea Telefónica etc., y la topología lógica normalmente utilizada es la Ethernet.

5.3.7 Las capas del modelo DNP3

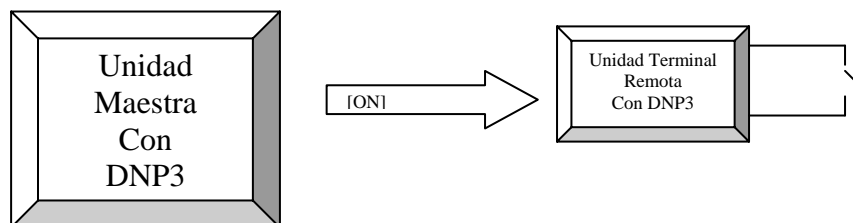
Siendo descriptivos, pensemos que tenemos las siguientes entidades:

Figura 140 **Dispositivos unidad maestra y unidad terminal remota**



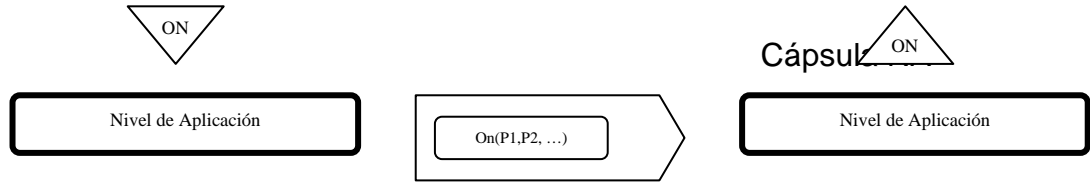
La unidad maestra desea realizar una operación sobre la UTR, por ejemplo una operación <ON> sobre una salida de relevador que tiene ésta.

Figura 141 **Ejemplo de una operación sobre una RTU**



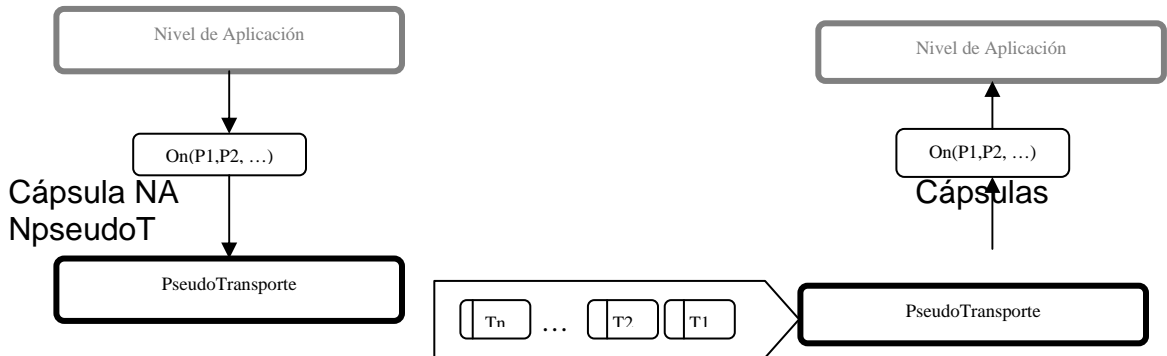
Suponiendo que ON=Cerrar el Relevador R, y esquematizando esta operación con los niveles DNP3 se vería de la siguiente forma:

Figura 142 Esquematisando operación con los niveles DNP3



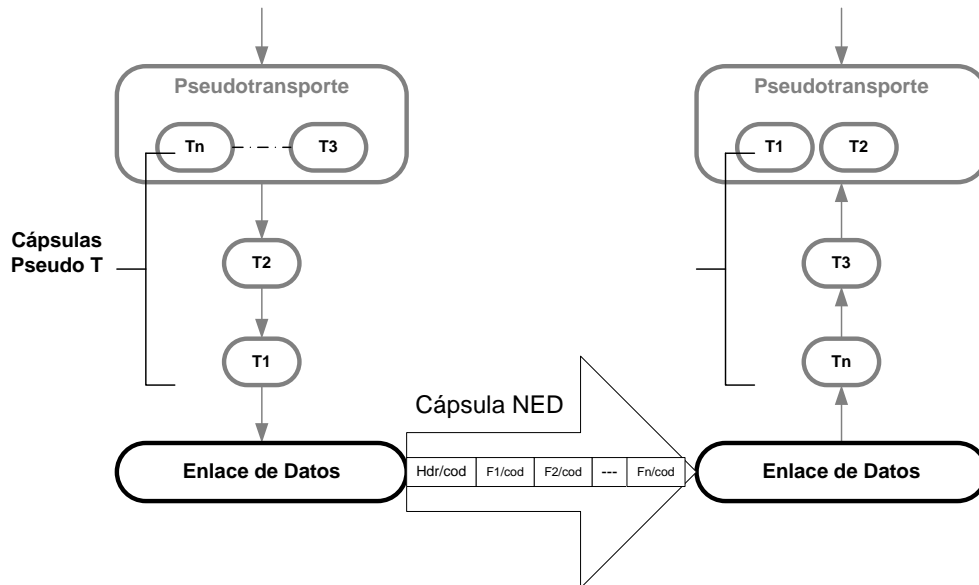
Dado que sobre una salida de relevador se puede realizar múltiples operaciones éste requiere algunos parámetros y a su vez el Nivel de Aplicación encapsulará el mando para transferirlo al Nivel de Aplicación remoto. Observe como el N. De A., “piensa” que se está comunicando directamente con el N. De A. Remoto, y esto dado que cada capa DNP3 es totalmente autónoma, sin embargo, realmente la comunicación es descendente; luego entonces:

Figura 143 Esquematisando la comunicación descendente



Pseudotransporte recibe la cápsula generado por el N. De A. y si esta cápsula es “muy grande” divide el mensaje (la cápsula) en varias fragmentos (páginas, trozos) y encapsula cada uno para que en la capa de Pseudotransporte remota pueda ser reconstruida la cápsula del N. De A. Como observará la capa de pseudotransporte no le importa que proviene del nivel superior, sólo se preocupa si fragmenta a no la cápsula, para su transferencia. De la misma forma el Nivel de PseudoTransporte “cree” que se está comunicando directamente con su contraparte remota, pero como ya se indico, es descendente de un lado, y ascendente en la contraparte, procediendo con el nivel inmediato inferior.

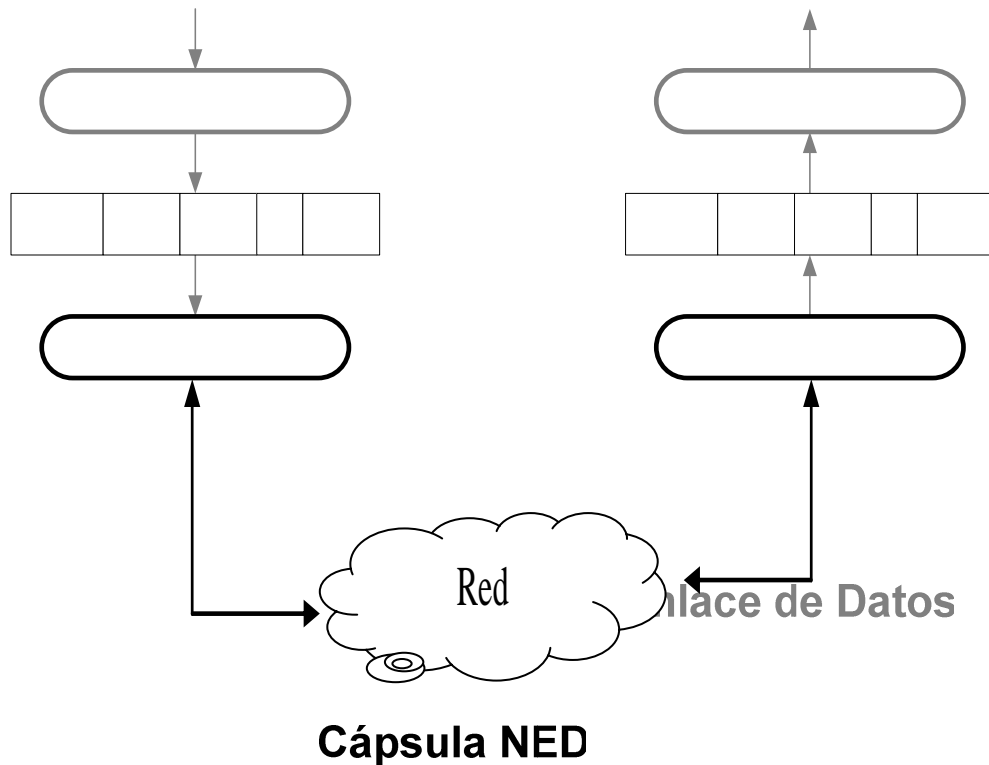
Figura 144 Como interpreta el pseudotransporte la comunicación con la remota



El Nivel de Enlace de Datos recibe cada uno de los Fragmentos (las cápsulas PseudoT) del Nivel de Pseudotransporte y cada una es una unidad para el N. De E. De D., y este procede a hacer una labor de “Control de Calidad” empaquetando cada cápsula [T_iésima] de la siguiente forma:

- Toma el mensaje [T_iésima] en fragmentos más pequeños.
- A cada pequeño fragmento le agrega un código de verificación de errores.
- Junta todos los pequeños fragmentos codificados y le antepone una cabecera.
- Esta cabecera contiene entre otras cosas el Destino y Origen del mensaje así como también su código de verificación de errores.
- Análogamente el N. De E. De D. “cree” que se está comunicando directamente con su contraparte remoto y que le está enviando su cápsula NED, sin embargo el Nivel siguiente es el que recibe éste mensaje.

Figura 145 Nivel físico recibe la cápsula NED



El Nivel Físico recibe la cápsula NED y la transfiere directamente al medio. ésta es realmente la capa que realiza la transferencia del Mensaje del nivel superior y que se comunica directamente con su contraparte remoto a través de la Red.

Como puede observarse cada Nivel tiene una función específica, el Nivel de Aplicación reconoce y en él se define la operación a realizar; profundizando más en detalles, ésta también permite realizar una multipetición, que el N.de A. fragmentaria, y de cada fragmento, si se desea, solicitar una confirmación de Nivel de Aplicación remoto que seguiría los mismos pasos descritos anteriormente pero para cada fragmento, el N. De A. define en el encapsulado que hace, los parámetros que corresponden a un control de flujo análogo y muy cercano al que hace el nivel de pseudotransporte.

El Nivel de pseudotransporte no tiene más detalles, para el caso del Nivel de Enlace de Datos éste puede realizar más operaciones que solo agregar el código de verificación de error, si no que permite entre otras cosas recuperarse de la pérdida de alguna trama o por el rechazo de alguna por algún error detectado en alguno de los códigos de verificación de error, también detectar alguna trama repetida, y desecharla, todo esto en el caso que el Nivel de Enlace se configure en el modo que permite hacer transacciones de información con lo que se le llama Mensajes con Confirmación de Nivel de Enlace, en el cual el N. De E. Local espera recibir “ACKuse” de su contraparte remoto ante cada mensaje transferido. Por supuesto que también permite la transferencia de mensajes de baja prioridad, en el que se configura como transferencia de mensajes sin Confirmación de Nivel de Enlace; adicionalmente el N. De E. Cuenta con mandos para establecer comunicación, para verificar el estado del enlace, para probarlo así como para verificar el estado del N. De E. Remoto entre otros. Como una breve conclusión de esta parte descriptiva de las Capas DNP3 podemos observar la gran robustez con la que cuenta este protocolo y el gran control que tiene sobre las transferencias de la información en cada momento. Veamos ahora con detalle la estructura de cada una de las “Cápsulas” de cada nivel que de aquí en adelante denominaremos TRAMAS.

5.3.8 Descripción formal de las tramas DNP3

5.3.8.1 Nivel físico

Antes que nada el N.F. no conforma una Trama, más bien en él se definen ciertos parámetros que permiten establecer la comunicación con el medio que son los siguientes:

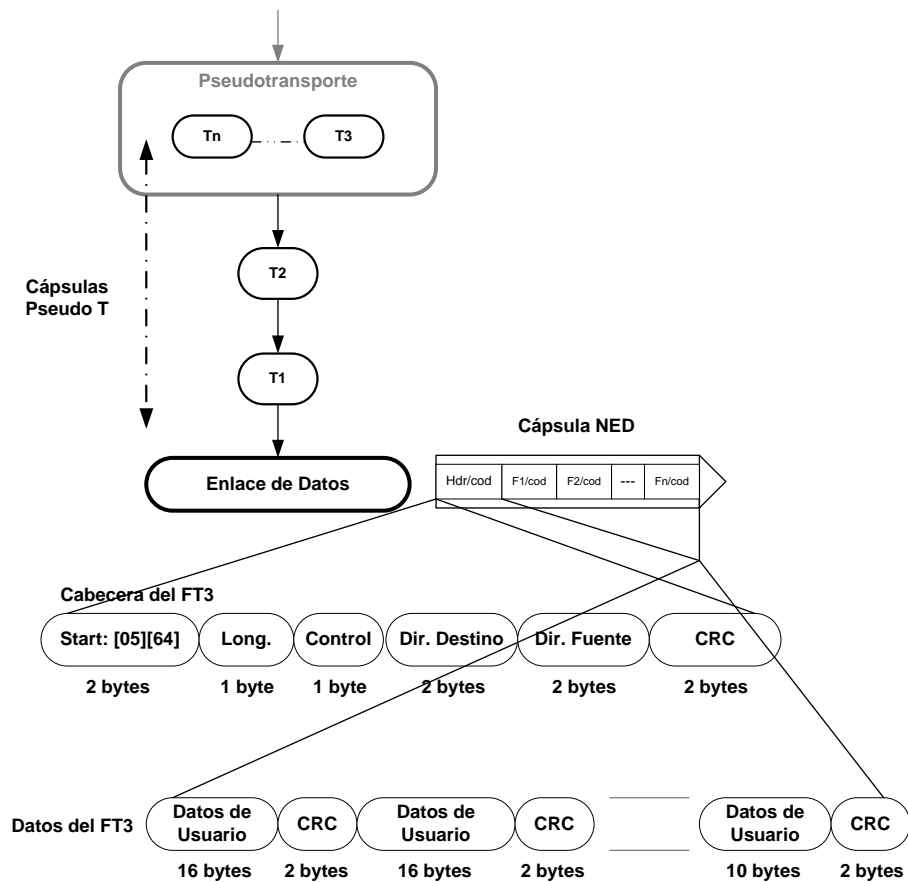
La comunicación se realiza serialmente cumpliendo la norma RS-232C, especificando las siguientes características:

- 1 bit de inicio
- 8 bits de Datos
- 0 bits de paridad (sin paridad)
- 1 bit de paro
- Velocidad de Transmisión: Programable

5.3.8.2 Nivel de enlace

La trama que genera Nivel de Enlace es la siguiente y se denomina Trama FT3:

Figura 146 Gráfica de nivel de enlace



El CRC es el código de verificación de error antes mencionado y que se lo denomina Cyclic Redundancy Check (Código de Chequeo de Redundancia Cíclica). El cual se obtiene con algoritmo que utiliza un polinomio de grado 16, con una distancia de Hamming de 6:

Fórmula 1 **Polinomio de grado 16 donde se obtiene el CRC**

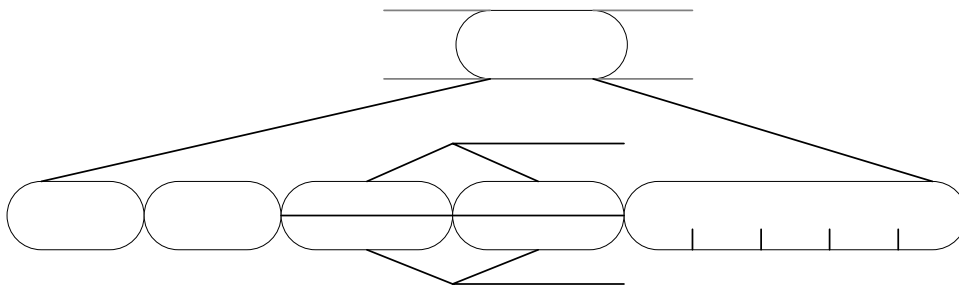
$$X^{16} + X^{13} + X^{12} + X^{11} + X^{10} + X^8 + X^6 + X^5 + X^2 + 1$$

(4.1)

El byte de LONGITUD de la cabecera FT3 define los bytes de toda la trama FT3 tomando en cuenta sólo 5 bytes de la cabecera (por lo que su longitud mínima es 5) y lo que permite tener solo 250 bytes de datos de usuario divididos en bloques (fragmentos) de 16 bytes, a excepción del último que solo contiene 10, en el caso de Trama FT3 totalmente llena. Con lo que el tamaño real de la Trama FT3 es de 250 bytes de usuario + 32 bytes de CRC de los bloques + 10 de la cabecera FT3 = 292 bytes. Los Bytes de Start son fijos e iguales a [05][64] en Hexadecimal y permiten detectar el inicio de una trama FT3.

El byte de Control se define de la siguiente manera:

Figura 147 **Esquema del byte de control**



Y definiendo:

A: Estación Maestra.

B: Estación no Maestra (o remota).

Primaria: La que origina el mensaje

Secundaria: La que recibe el mensaje.

Definiendo los bits:

Este bit indica la dirección física de la trama con relación a la estación designada como maestra

DIR	}	1: Trama de A a B.
		0: Trama de B a A.

Indica qué estación se designa como primaria cuando se inicia comunicación:

PRM	}	1: Trama originada desde la primaria.
		0: Trama originada desde la secundaria.

FCB: Bit de Conteo de trama, cambia alternadamente indicando la secuencia de las tramas (\Leftrightarrow PRM=1).

RES: Reservado, y debe ser igual a cero (\Leftrightarrow PRM=0).

FCV: Habilita la verificación del bit FCB (\Leftrightarrow PRM=0).

SI FCV=1 => Indica a la estación secundaria que debe chequear la validez del bit FCB.

SI FCV=0 => Indica que se debe ignorar el estado del bit FCB.

Bit de control de flujo, bit activado por la estación secundaria (PRM=0) para evitar problemas de sobre flujo en sus buffers.

DFC {
 1: Buffer saturado => Esperar.
 0: Buffer disponible.

Código De Función: Identifica el tipo de mensaje, y depende del valor del bit PRM:

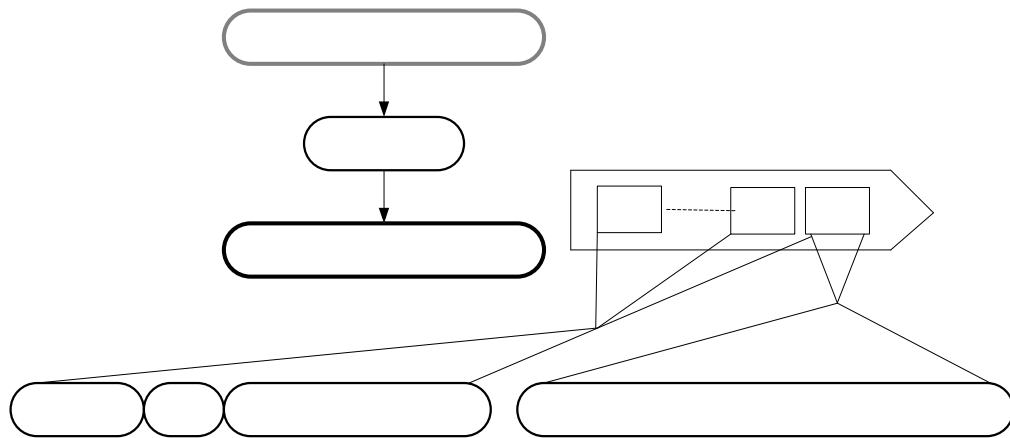
Tabla X **Código de función**

	Cód. de Función	Tipo de Trama	Función	FCV
PRM=1=>	0	Esperando SEND-CONFIRM	RESET del enlace remoto	0
	1	Esperando SEND-CONFIRM	RESET de procesos de usuario	0
	2	Esperando SEND-CONFIRM	TEST para el enlace	1
	3	Esperando SEND-CONFIRM0	Datos de Usuario	1
	4	Esperando SEND-NO REPLY	Datos de Usuario sin Confirm.	0
	9	REQUEST-RESPOND	REQUEST del estado del enlace	0
PEM=0=>	0	CONFIRM	ACK Reconocimiento positivo	
	1	CONFIRM	NACK-Msj. No aceptado, enlace ocupado	
	11	RESPOND	RESPOND Estado del enlace DFC=0 / DFC=1	

5.3.8.3 Nivel de transporte

Como se explico en el inicio de este documento, pseudotransporte fragmenta la “cápsula NA”, y a cada fragmento le prefija una cabecera de control denominada TH (Transport Header) de un byte.

Figura 148 Nivel de transporte



Descripción de los bits:

Indica si es el último fragmento de transporte de la secuencia.

FIN



1: Último fragmento de la secuencia.

0: Indica que todavía hay más fragmentos de la Secuencia. **Cápsula NA**

Nivel de Apli

On(P1.P2

Indica que este fragmento es el primero de una secuencia.

FIR	{	1: Primer fragmento de la secuencia.
		0: Indica que este fragmento NO es el primero de la secuencia.

Secuencia: El Número de Secuencia del fragmento se utiliza para verificar que cada mensaje haya sido recibido en secuencia. Esto con la finalidad de evitar el extravío o la duplicación de los fragmentos de un mensaje. Todos los mensajes (fragmentos, secuencias) de usuario empiezan con un número de secuencia especificado en el primer fragmento, el cual debe llevar el bit FIR=1. Los valores que puede tomar este campo están entre 0 y 63 (cíclico: al llegar al número de Secuencia 63 el siguiente número de secuencia es 0).

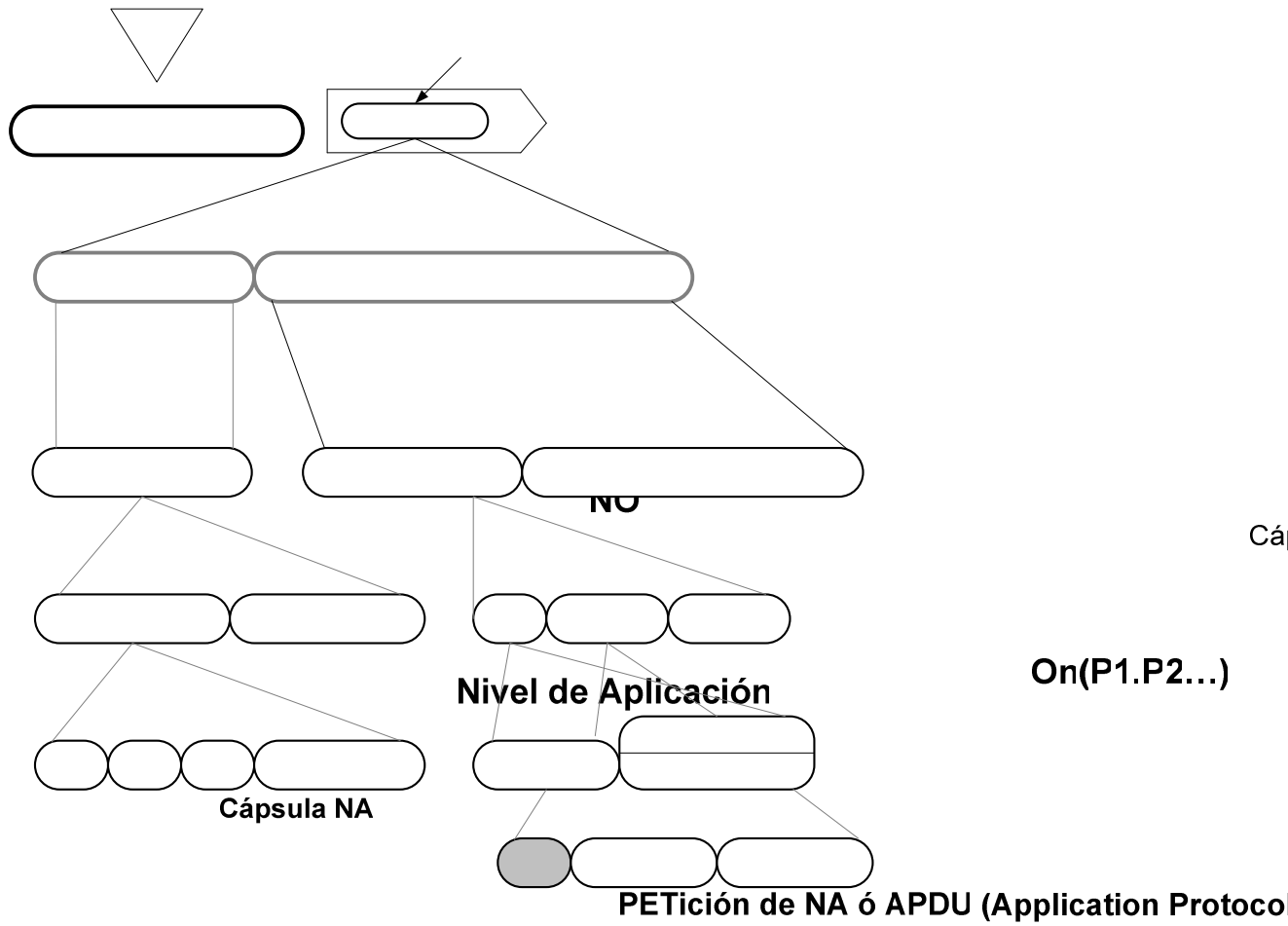
5.3.8.4 Nivel de aplicación

La Trama del Nivel de Aplicación es realmente más compleja y elaborada que las de los demás niveles, ya que se tienen que especificar una serie de parámetros que en si mismos dependen unos de otros para su significado, e inclusive en su tamaño (en bytes). Otras de las cosas que hay que hacer notar es que existe una ligera diferencia entre la trama de PETición de NA y la RESPuesta, que consiste básicamente en que la respuesta agrega dos bytes de Indicaciones Internas que señalan el estado del sistema remoto, así como el resultado de la operación que se realizo y que genero la RESPuesta.

Enseguida se describirá la trama de Aplicación, y se desglosará ésta con el ejemplo original con el que se comenzó la explicación del modelo DNP3, “la activación de una salida de relevador de un Equipo Terminal Remoto Inteligente”. Comenzaremos mostrando y definiendo la cabecera de aplicación, continuaremos con la formación del mensaje <ON> sobre el relevador llenando todos los parámetros que este requiere (intencionalmente se darán los valores de estos con una explicación mínima, ya que luego se describirán con detalle dichos parámetros), así como la forma de especificar el punto sobre el que se desea realizar dicha operación, dejaremos para el final el desglose de los campos de la trama que son especialmente complejos y que podrían dejar conceptos ambiguos al tratar de explicarlos directamente dado lo confuso que pueden llegar a ser por su polimorfismo.

Formato de la trama de PETición del Nivel de Aplicación: Es conveniente señalar que el elemento o sujeto sobre el que se va a realizar la operación, (como en este ejemplo sería la Salida de Relevador) en DNP3 se le denomina OBJETO. Luego entonces, en base a la idea original:

Figura 149 Nivel de aplicación



Cabecera de PETción

Objeto: Salida de Relev

Cabecera de Aplicación ó APCI: Algo que no se había mencionado previamente (esto fue intencionalmente) y que es importante ahora comentar, es el hecho de que en un momento dado, el nivel de aplicación tiene la capacidad de realizar “multipeticiones” en una sola PETición, esto es, realizar una misma operación sobre distintos objetos de la Terminal Remota de “un solo golpe”.

APCI

Cabecera de Objeto

APCI: Application Protocol Control Information
ASDU: Application Protocol Data Unit

Esto trae como consecuencia que ésta PETición, en un momento dado, llegue a ser tan grande que el N. De A. tiene la capacidad de fragmentar ésta PETición en varias “minipeticiones” separadas, para no provocar sobre flujo en los buffers del N. De A. Como se podrá observar, después de haber estudiado el nivel de pseudotransporte, y fijando la atención en los bits del APCI se podrá deducir que se realizan las mismas funciones que el nivel de psudotransporte, y así es, con la diferencia de que pseudotransporte lo hace, en primera para facilitar el control de flujo con fragmentos de tamaño más manejable para el enlace, y en segunda sin importar el mensaje, este es fragmentado indiscriminadamente, a diferencia de la fragmentación que hace el N. De A. que lo hace separando con detalle cada fragmento, y en cada fragmento una miniPETición completamente independiente, de tal forma que esta tiene el aspecto de que fuera una sola. Cabe señalar que la documentación DNP3 sugiere un tamaño máximo de buffer para cada fragmento de N. De A. de 2 Kb. Pasando a la descripción de los bits del APCI, (los bits FIR, FIN función igual a los que maneja el nivel de pseudotransporte en su cabecera TH, y de manera análoga el campo de Secuencia con una ligera diferencia en cuanto al significado de sus valores):

Indica que este fragmento es el primero de una secuencia.

FIR



1: Primer fragmento de la secuencia.

0: Indica que este fragmento NO es el primero de la secuencia.

Indica si es el último fragmento de transporte de la secuencia.

FIN	}	1: Último fragmento de la secuencia.
		0: Indica que todavía hay más fragmentos de la Secuencia.

Indica a la estación remota que esperará un mensaje de CONFIRMACIÓN de la PETICIÓN que se le envía.

CON	}	1: Se espera CONFIRMACIÓN de la PETICIÓN.
		0: No se espera CONFIRMACIÓN.

Secuencia: El número de secuencia del fragmento se utiliza para verificar que cada fragmento de datos del mensaje se haya recibido en secuencia. Los números de fragmento del 0 al 15 están reservados para PETICIONES hechas por estaciones Maestras; el conteo se reinicia de 15 a 0. Los números de fragmento de 16 al 31 se reservan para Respuestas No Solicitadas de las estaciones Remotas (no maestras); este conteo se reinicia de 31 a 16.

¿Qué son las Respuestas No-Solicitadas?, Son simple y llanamente los conocidos mensajes generados por excepción, esto es, que una estación remota tendrá la capacidad de enviar este mensaje cuando se de un cambio importante en alguna de sus variables (específicamente: en alguno de sus Objetos).

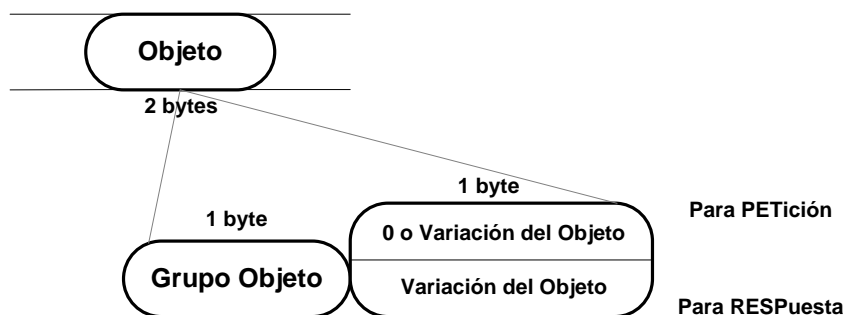
El término Cambio Importante es según la configuración de la estación remota, y así mismo las Respuestas ó Mensajes No-solicitados son habilitados o deshabilitados de la Remota desde la estación Maestra.

Código de Función: Este no tiene mayor problema en su definición, éste simplemente identifica el propósito del mensaje, i.e., que operación se desea realizar sobre el objeto dado. Para mayores detalles se anexa el apéndice A que contiene la lista de todos los posibles códigos de función que puede emplear el protocolo DNP3. Y estos abarcan desde peticiones de lectura, escritura, hasta operaciones de control de operación inmediata o previo armado, acciones sobre aplicaciones programadas en la RTU, etc.

En este momento es conveniente describir el Formato de la RESPuesta de Aplicación ya que con lo previamente explicado es simple su descripción: ésta es prácticamente igual al de una PETición, con el detalle de que después del Código Función se anexan 2 bytes que en conjunto se denominan Indicaciones Internas (IIN):

Objeto:

Figura 150 Objeto



Un objeto se define por su Grupo y a su vez por su tipo (Variación) esto permite clasificar los objetos de tal forma, que se pueden identificar de manera única. Como se observa en la figura anterior, se define sólo para el caso de una PETición la posibilidad de manejar la Variación = 0, esto es por que en un equipo se puede definir un objeto por default para un grupo dado (así mismo para cada grupo definir uno por default), y este lo puede referenciar la maestra especificando la variación=0.

Retomando el ejemplo original el Objeto Salida de Relevador se tiene:

Grupo: 0C hex

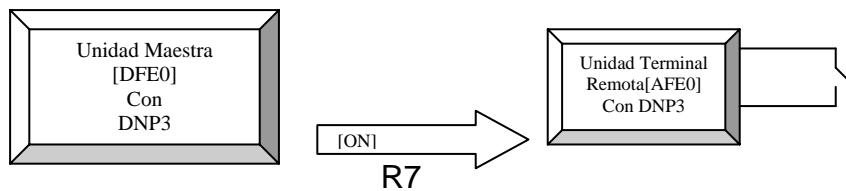
Variación: 01 hex

Esto en base a la clasificación definida para DNP3. El catálogo de objetos DNP3 se puede ver a detalle en el apéndice C de éste documento.

5.3.8.5 Ejemplo

Comencemos con la idea original de las entidades Maestra & Unidad Terminal Remota:

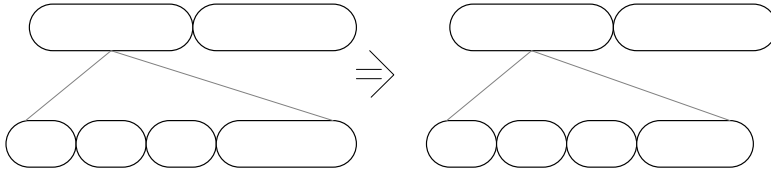
Figura 151 Esquema propuesto para ejemplo



Hagamos las siguientes suposiciones: La RTU tiene 10 salidas de Relevador, y supongamos que el punto de interés es el 7. Existen <n> RTU's subordinadas a la Maestra, luego entonces existe una forma de identificar la RTU de interés, y diremos que esta se identifica con la dirección en hexadecimal [AFE0]. La Maestra, en consecuencia, también debe tener alguna forma de identificarse, y diremos que ésta tiene la dirección [DFE0], también en hexadecimal.

Construyendo la Trama de Aplicación que realiza la Operación de cierre de Relevador <ON> se tendría:

Figura 152 Trama de aplicación que realiza la operación de cierre de relevador



Análisis: FIR=1: indicando primer fragmento

FIN=1: indicando último fragmento, y con esto, que es un único fragmento

CON=0: indicando que no se desea CONFIRMACión del N. De A. remoto.

SECUENCIA=S: este debe ser un número entre 0 & 15 ya que es una PETición.

Para el ejemplo suponemos S= 1. Código de Función

Código de Función = 05 indicando, según el apéndice A, Operación_Directa sobre el

Objeto dado ([OC][01]).

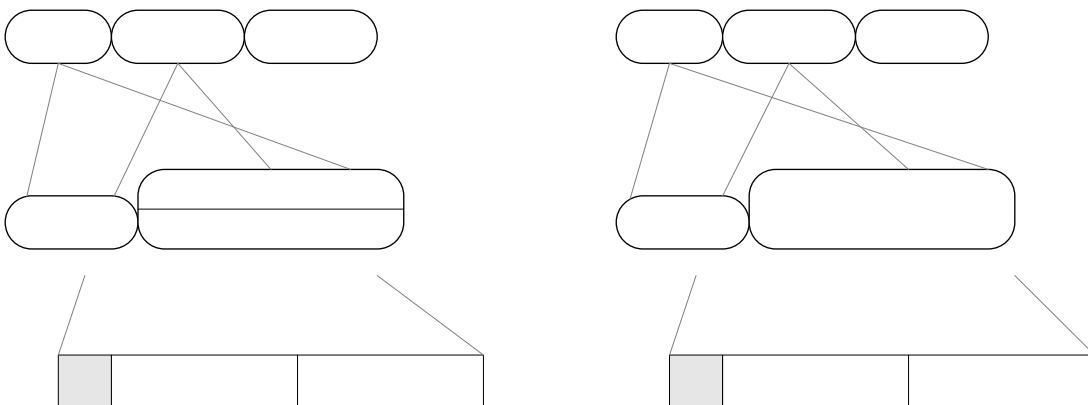
=> AC=[C1] & FC=[05] en hexadecimal.

Control de Aplicación

Hasta aquí tenemos definido el APCI, continuando con la Cabecera ^{FIR} ^{FIN} ^{CON} ^{SECUENCIA} 1 1 0

Objeto:

Figura 153 Cabecera objeto



Análisis: definir el objeto no tiene mayor problema, sin embargo en lo que corresponde al Código Calificador y el Rango, se requiere una explicación más profunda que se dará un poco más adelante (básicamente se usan para especificar la forma en que se hará referencia al(os) punto(s) de interés), por el momento baste con señalar le que se desea indicar con estos valores:

Objeto: [OC][01] = Control Relay Output Block (según el apéndice C)

Calificador:

Tam.Ind.: [1] = Se va(n) indicar explícitamente el(los) punto(s) a operar, como prefijo de un byte, antes de los parámetros de configuración de la Salida de Relevador.

Cod.Calif.: [7] = Se indica que, en el campo rango se va a dar el número de puntos sobre los que se va a operar.

Rango: [01] = Para nuestro ejemplo este valor debe ser 1 dado que operaremos sobre una sola salida de Relevador.

Haciendo un breve resumen, tenemos lo siguiente:

- Definición de la trama (un solo fragmento).
- La acción a realizar (Operación directa sobre el punto)
- El Tipo de Objeto sobre el que se va a operar (Salida de relevador)
- La forma de ubicar el punto (especificando el no. de punto con un prefijo índice).

Luego entonces, falta especificar:

- La ubicación del Punto

- La operación <ON>=Cerrar el Relevador.

Procediendo entonces: De acuerdo a la documentación DNP3 el Objeto Salida de Relevador <<Control Relay Output Blcok>> tiene la siguiente estructura de datos con la que se definirá la operación <ON>:

Figura 154 Estructura de datos

Dada la operación que deseamos realizar y basándonos en cierta información tendremos que llenar los campos de la estructura de datos de la siguiente forma:

Figura 155 Estructura de datos con campos llenos

Código de Contr

Cantidad

Tiempo ON

Tiempo OFF

Status

Análisis: Según la documentación la descripción de lo que hemos hecho es la siguiente:

Código de Control: 03 = LatchOn sobre el punto.

Cantidad : 01 = Realizar la operación una(1) vez.

Tiempo On : xxxx = no importa, dado lo que deseamos hacer.

Para el ejemplo supongamos T.on = 0000.

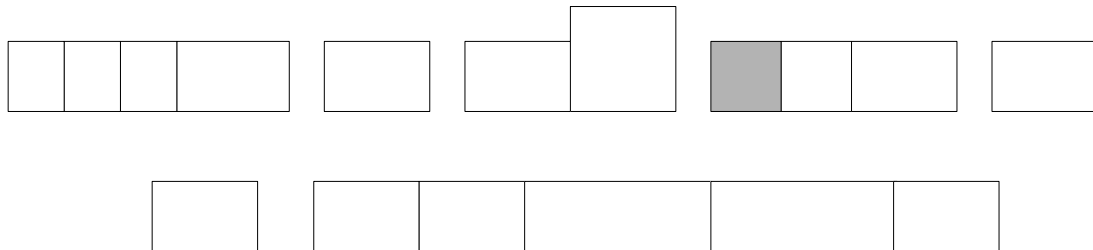
Tiempo Off : xxxx = “ “ “ “ “ “ “ “ “

Para el ejemplo supongamos T.off = 0000

Status : 0 = Según la documentación, se utiliza en la RESPuesta.

Por lo tanto, prefijando esta estructura con el número de punto 07, según como se definió en éste ejemplo, tendremos finalmente nuestra trama de aplicación:

Figura 156 **Ejemplo de trama de aplicación**

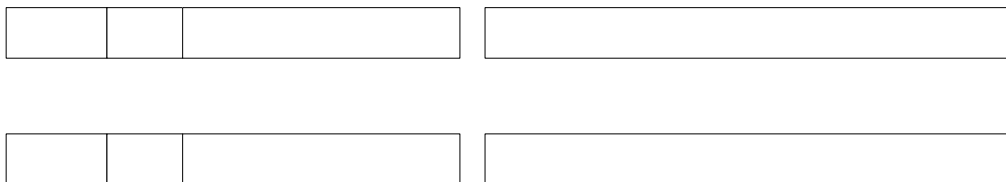


AC=[C1], FC=[05], Objeto=[0C][01], Calif=[17], Rango=[01],

Índice=[07] & C.R.O.B.=[03][01]-[00][00][00][00]-[00][00][00][00]-[00]

Ésta Trama es la que recibirá el Nivel de PseudoTransporte, => procediendo con la construcción de la trama de pseudoT: analizando la Trama de NA se observa que ésta tiene un tamaño de 18 bytes, y sabiendo que transporte maneja fragmentos máximos de 249 bytes, el mensaje (la Trama) de NA cabe perfectamente en una trama de pseudoT. => Construyendo la cabecera de transporte TH:

Figura 157 **Cabecera de transporte TH**



Análisis:

FIN = 1: Último fragmento de Transporte.

FIR = 1: Primer fragmento de Transporte, i.e., es el único fragmento de transporte.

SECUENCIA = St: Cualquier número de secuencia entre 0 & 63 según la especificación. Para el ejemplo supongamos St = 3.

=> TH = [C3].

Con lo anterior la trama de transporte queda de 19 bytes (18 de NA + 1 Cabecera de pseudotransporte TH) en tamaño, y esta es la que recibirá el “burócrata” de DNP3, el Nivel de Enlace de Datos, luego entonces:

Procediendo con el Nivel de enlace: Recordando su descripción, éste fragmentara el mensaje (La Trama) de pseudotransporte en bloques de 16 bytes, a los cuales les agregará el código de detección de error, el denominado CRC; pero comencemos con la cabecera del Nivel de Enlace de Datos y procedamos luego con el mensaje de pseudotransporte :

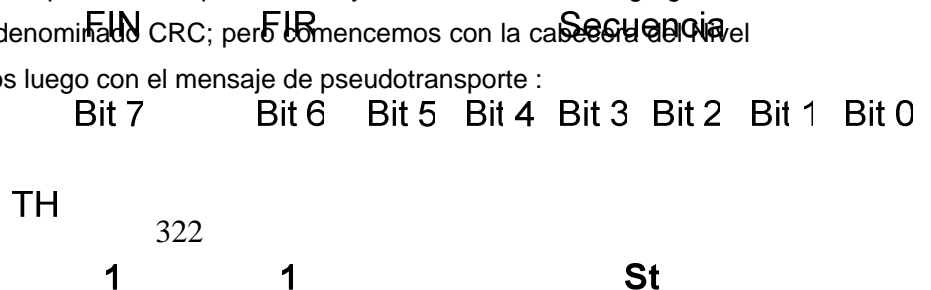
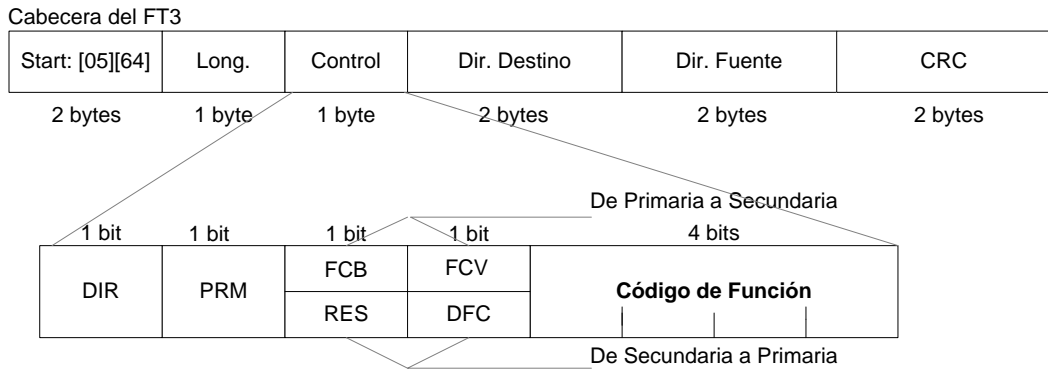
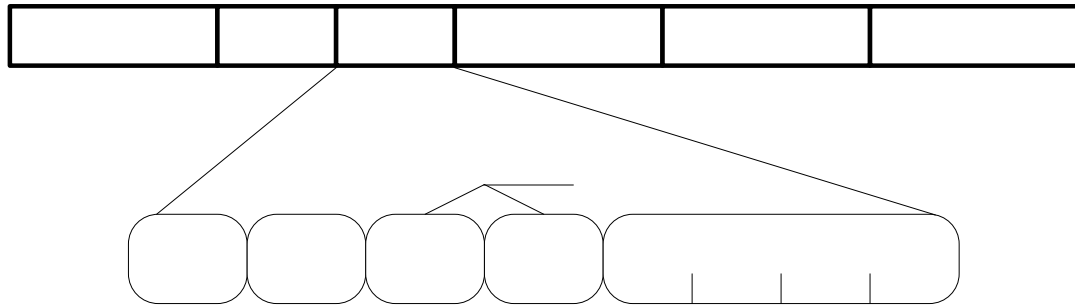


Figura 158 Nivel de enlace



Por lo tanto:

Figura 159 Cabecera del FT3



Pasando ahora a la parte del mensaje (La Trama) de pseudotransporte en la Trama del Nivel de Enlace de Datos:

Figura 160 Trama del nivel de enlace de datos



Como sólo son 19 bytes del mensaje (Trama) del nivel de pseudo transporte:

Figura 161 Mensaje del nivel de pseudotransporte



Análisis:

Cabecera del FT3:

Start = [0564]: No hay mayor detalle ya que éste valor es por definición.

Long = [18] hex: 24 bytes obtenidos de 5 que se toman en cuenta de la cabecera FT3, más 19 del mensaje.

Control = [E4]: describiendo la razón de los valores de sus bits:

DIR = 1: La trama va de la estación Maestra a la Remota.

PRM = 1: La Trama la Origina la Estación Primaria.

Por esto los bits a interpretar enseguida son:

FCB = 1: Realmente en este caso no importa su valor dado que el Valor del bit FCV indica que debe ignorar el valor de este bit.

FCV indica que debe ignorar el valor de este bit.

FCV = 0: Ignorar el valor del bit FCB.

Datos del FT3

Bloque 1

El establecimiento de los dos bits anteriores en esos valores se realiza intencionalmente para simplificar el proceso de protocolado optando por la forma más sencilla de generar una transferencia con DNP3 que es la de realizar la transacción sin CONFIRMACIÓN (ACKuse) de nivel de enlace usando como Código de Función del N. De E. De D. <Unconfirmed User Data>; Todo esto para reducir la complejidad de la explicación del protocolado, que de por si ya es bastante elaborado, continuando:

[C3][E1][05][0C][01][17][01][07][03][01][00][00][00][00][00][00][00]

16 bytes

Código de Función = 04: Datos de Usuario sin AKCuse remoto de recibido.

Dir.Destino = [AFE0] hex : Expresada como [E0AF] por definición de primero el byte menos significativo y luego el más significativo.

Dir.Fuente = [DFE0] hex: Expresado como [E0DF].

CRC = [F15E] hex: Este valor es calculado sobre todos los bytes de esta cabecera partir del polinomio antes mencionado en este documento.

Datos del FT3: Bloque 1: Son los primeros 16 bytes del mensaje de pseudotransporte, y en Seguida: CRC: Este es el CRC calculado con el polinomio correspondiente sobre los Bytes del Bloque 1.

Bloque 2: Contiene los 3 bytes restantes del mensaje de pseudotransporte.

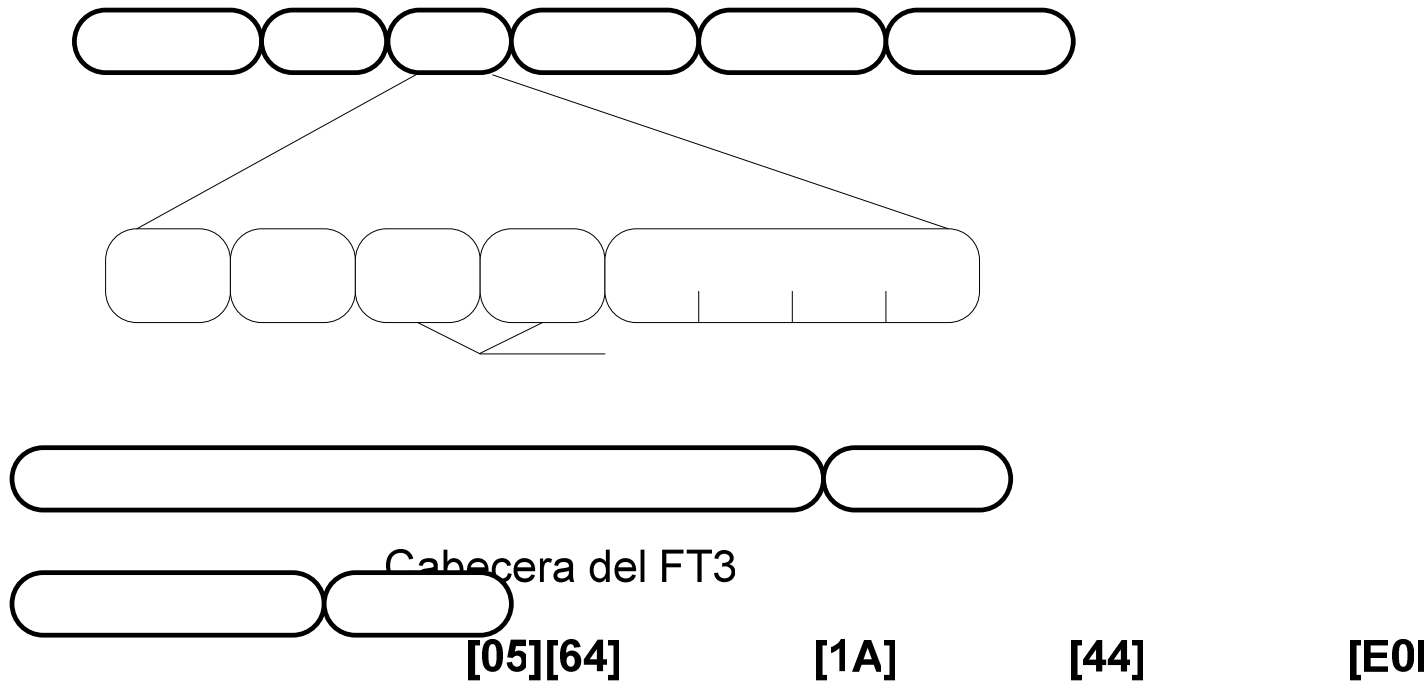
CRC: Calculado sobre los tres bytes del Bloque 2 de la trama.

Nivel Físico: Para el Nivel Físico no hay mayores detalles, salvo que este esté configurado bajo los parámetros inicialmente establecidos originalmente, y como se menciona, usando la norma RS-232C; con esto el Nivel Físico procederá a transmitir la trama FT3 a la RED por el medio que esté establecido.

Como consecuencia de esta solicitud del Nivel de Aplicación, el Nivel de Aplicación DNP3 de la estación Remota contestará, con un mensaje muy parecido al de la PETición, indicando en los bits de los 2 bytes de Indicaciones Internas, el resultado que tuvo la PETición, y en este caso en particular del Objeto de Salida de Relevador <Control Relay Output Block> en su campo de Status se indicará el resultado de la operación sobre este objeto (el significado de cada uno de los bits de este campo). En el caso de una transferencia completamente satisfactoria, IIN=[00][00] y el byte de Status del Objeto = [00].

Observemos la respuesta:

Figura 162 Respuesta



Análisis:

2 bytes

1 byte

1 bytes

2 by

Cabecera del FT3:

Start = [0564]: No hay mayor detalle ya que éste valor es por definición.

Long = [1A] hex: 26 bytes obtenidos de 5 que se toman en cuenta de la

La cabecera FT3, más 21 del mensaje.

Control = [44]: describiendo la razón de los valores de sus bits :

DIR = 0: La trama va de la estación Remota a la Maestra.

PRM = 1: La Trama la Origina la Estación como Primaria.

RES = 0: Bit reservado = 0

1 bit

1 bit

1 bit

1 bit

DFC = 0: Buffers sin sobreflujo, disponibles.

Código de Función = 04: Datos de Usuario sin AKCuse solicitado.

Dir.Destino = [DFE0] hex: Expresada como [E0DF] por definición de primer el byte menos significativo y luego el más significativo.

0

1

RES
0

DFC
0

Dir.Fuente = [AFE0] hex: Expresado como [E0AF].

CRC = [xxxx] hex: Este valor es calculado sobre todos los bytes de esta cabecera partir del polinomio antes mencionado en este documento.

Datos del FT3

Bloque 1

[C5][C1][81]-[00][00]-[0C][01][17][01]-[07]-[03][01][00][01]

Datos del FT3:

Bloque 1: Son los primeros 16 bytes del mensaje de pseudotransporte, y en seguida:

CRC: Este es el CRC calculado con el polinomio correspondiente sobre los bytes del Bloque 1.

Bloque 2: Contiene los 5 bytes restantes del mensaje de pseudotransporte.
CRC: Calculado sobre los tres bytes del Bloque 2 de la trama.

Quitando campos del Nivel de Enlace para quedarnos con el mensaje de Pseudotransporte:

Figura 163 Mensaje de pseudotransporte



Análisis:

FIN = 1: Último fragmento de Transporte.

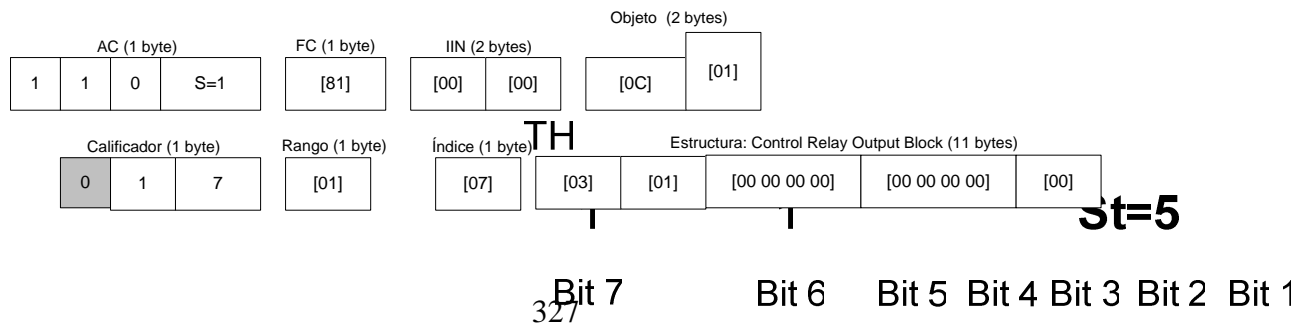
FIR =1: Primer fragmento de Transporte, i.e., es el único fragmento de transporte.

SECUENCIA = 5: Para transporte el número de secuencia solo es para poder Reconstruir el mensaje, y no importa si es diferente al de la PETición.

TH = [C5].

Nuevamente, retirando campos del nivel de pseudotransporte para quedarnos con la Trama de Aplicación:

Figura 164 Trama de aplicación



⇒ AC=[C1], FC=[81], IIN=[00][00], Objeto=[0C][01], Calif=[17], Rango=[01],

⇒ Índice=[07] & C.R.O.B.=[03][01]-[00][00][00][00]-[00][00][00][00]-[00]

Análisis: FIR=1: indicando primer fragmento

FIN=1: indicando último fragmento, y con esto, que es un único fragmento

CON=0: indicando que no se desea CONFIRMACión del N. De A. remoto.

IMPORTANTE:

SECUENCIA= 1: Éste número de Secuencia DEBE coincidir estrictamente con el de la PETición, en otro caso será desconocida y desechada.

Código de Función = [81]hex : Indicando, según el apéndice A, que es una RESPuesta a una PETición, denominada <RESPONSE>.

IIN= [00] [00]: Los bits en estos bytes señalan que la transacción se dio sin problemas.

Objeto: [0C][01] = Control Relay Output Block (según el apéndice C)

Calificador:

Tam.Ind.: [1] = Se indica explícitamente el punto operado, con un prefijo de un byte, antes de los parámetros de configuración de la Salida de Relevador.

Cod.Calif.: [7] = Se indica que, en el campo rango se va a dar el número de Puntos sobre los que se operó.

Rango: [01] = 1 Dado que la operación fue sobre una sola salida de Relevador.

De la Estructura del objeto, se puede ver que corresponde uno a una al caso de la PETición, sin embargo donde tendremos que fijar nuestra atención es en el campo de STATUS de esta estructura:

Figura 165 Estructura del objeto

Cod. Ctrl.	Cuenta	Tiempo On	Tiempo Off	STATUS
[03]	[01]	[00 00 00 00]	[00 00 00 00]	[00]

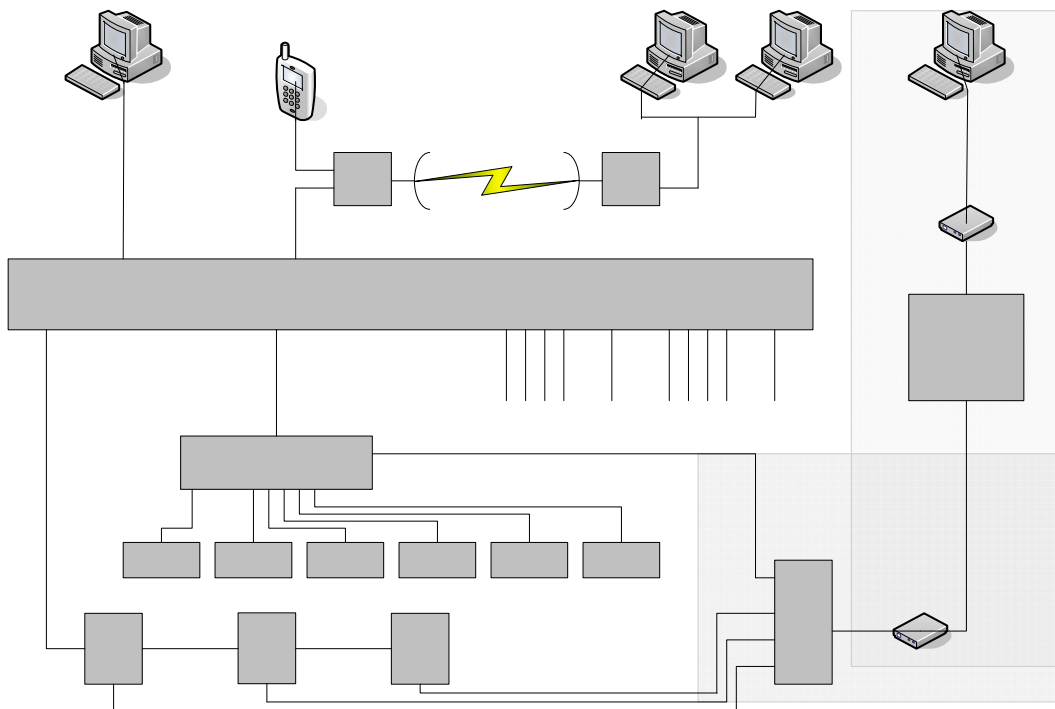
El campo de STATUS es el que indica, en una RESPuesta, si la operación sobre el punto se llevo a cabo satisfactoriamente, si es así, ninguno de sus bits estará activado y puestos a cero como se ve en la figura anterior.

Esta es la explicación sobre la estructura del Protocolo DNP versión 3.0, y el desglose de cada Trama de cada nivel del mismo.

5.4 Esquema de Telecontrol Típico

La figura que se muestra a continuación presenta un esquema de telecontrol típico de una subestación en tiempo real. Esta subestación cuenta con tres campos de 230 KV, por lo cual se cuenta con relevadores de protección de línea para cada uno de estos campos.

Figura 166 Esquema real típico de un telecontrol



El punto central del esquema de telecontrol esta constituido por la Unidad Terminal Remota (RTU) / Concentrador de Datos Telegyr Station Manager. Esta RTU cuenta con dos puertos esclavos para el reporte aguas arriba. Esto permite reportar simultáneamente a dos Estaciones Maestras de forma independiente. Para este caso, el primer puerto esclavo se comunica a una consola local por medio de la cual el operador de la subestación o el personal de mantenimiento puede visualizar el estado de todos los elementos de la subestación. Esta consola local esta integrada con un programa de software IHM desarrollado por SubnetSolutions. Este software se denomina Substation Explorer y tiene la capacidad de presentar los diagramas unifilares de la subestación, alarmas en tiempo real y registros históricos. La comunicación entre la consola local y la RTU se lleva a cabo con protocolo DNP 3.0 level 2.

El segundo puerto esclavo, con protocolo TG8979 permite el intercambio de información con la Estación Maestra SCADA del Centro de Control ubicado a decenas de kilómetros de la subestación. Para permitir esta comunicación se cuenta con un enlace de microonda digital. Este enlace cuenta con tres canales de comunicación, uno de los cuales se emplea para la comunicación Estación Maestra–RTU (comunicación relacionada con la operación). El segundo canal se emplea para tareas de administración del sistema, las cuales se describirán en breve. El tercero es un canal telefónico que permite la comunicación de voz con el Centro de Control para facilitar las tareas de mantenimiento.

La RTU cuenta con dos puertos de comunicación maestros los cuales permiten la recolección de datos debajo de la información contenida en los dispositivos electrónicos inteligentes (*IEDs, Intelligent Electronic Devices*) de la subestación. El primer puerto, con protocolo DNP 3.0 recolecta información analógica proveniente de los tres multimedidores Power Measurement ION8400. Cada uno de estos medidores registra mediciones de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, etc de cada una de las barras. Esta información es colectada por la RTU para luego ser reportada a la consola local y a la Estación Maestra del Centro de Control.

El segundo puerto maestro se comunica con un procesador de comunicaciones SEL-2030 que colecta información de alarmas y estados de los relevadores de protección de las barras de la subestación. Este puerto opera con protocolo DNP3.0

La RTU cuenta con entradas digitales las cuales permiten colectar señales discretas tales como los estados de los interruptores, seccionadores de barra y de línea, y alarmas de operación de la subestación. También cuenta con salidas digitales las cuales permiten realizar mandos a distancia sobre los elementos controlables de la subestación. Ejemplo de estos es el cierre/apertura a distancia del interruptor de línea.

Las tareas de administración del sistema las constituyen aquellas que permiten determinar la operatividad o modificar los parámetros de los elementos de la subestación. Para realizar estas tareas en forma remota se cuenta con un MODEM Telenetics y un Data Switch Teltone DS-108. El DS-108 cuenta con ocho puertos seriales secundarios y un puerto serial principal.

Al momento de establecer una comunicación, es posible llevar a cabo una conmutación a fin de que el puerto principal se enlace con cualquiera de los ocho puertos secundarios. Al momento de establecer la conexión telefónica, el usuario ingresa un código que permite conmutar de puerto y decidir a cual dispositivo desea acceder, a través del data switch. El puerto No.1 se encuentra conectado al procesador de comunicaciones SEL-2030. Al conectarse a este puerto, el usuario puede tener acceso a cualquiera de los relevadores de protección con el fin de configurarlos o bien para realizar la descarga oscilográfica de los mismos. Los puertos en el data Switch No. 2, 3 y 4 están conectados cada uno a un multimedidor ION8400. Al acceder a estos puertos, el usuario puede conectarse al multimedidor para configurarlo o bien para descargar la información contenida en la memoria masiva del mismo. Esta información es útil para realizar análisis de facturación o bien para determinar la operatividad del sistema. La conexión telefónica se establece a través del enlace de microonda digital existente entre la subestación y el Centro de Control. El usuario que desea acceder al sistema solamente tiene que marcar un número de extensión específico que lo comunica automáticamente a la subestación y por consiguiente a todos los elementos administrables de la misma. Respecto al canal de comunicación, este es un enlace de microonda digital operando en la banda de 1.8 GHz. El equipo Terminal de comunicación es una estación Terminal marca SR Telecom de la serie SLIM 10. Esta tiene capacidad de hasta 10 circuitos independientes los cuales pueden ser de cualquiera de los siguientes tipos: telefónico a 2 hilos, telefónico a 4 hilos, datos síncronos hasta 64 kbps o asíncronos hasta 38,400 bps. La ventaja de contar con un sistema de telecontrol como el que se muestra en este ejemplo es que se adecua a las necesidades existentes, así, si en el futuro fuera necesario construir un nuevo campo en la subestación, entonces resulta fácil adecuar este sistema a fin de integrar la información de este nuevo campo.

CONCLUSIONES

1. Podemos decir que se cumplió con el estudio de monitoreo de sistemas de distribución eléctrica, llenando la principal meta de hacer un trabajo didáctico enfocado hacia el alumno que estudia ingeniería eléctrica. Se deja un buen esquema de los conceptos que se relacionan, dando un panorama global de todas las variables principales que se deben tomar en cuenta, al momento de la investigación de estos sistemas.
2. Mostrar y plasmar los elementos reales que tiene una subestación eléctrica típica de distribución, sus vistas y la disposición física de los equipos que intervienen. Además de dar un listado con descripción de los accesorios que poseen.
3. Conceptualizar los sistemas de protección, medición y control, además de la interconexión de comunicación del sistema, los ajustes remotos y registro de eventos, es otro logro dentro de este trabajo.
4. Definir interfaz hombre-máquina, módulo de comunicación, elaboración de unifilares, *software* propietario de ajustes, alarmas, eventos y control. Con lo que se logra aclarar conceptos como: variables digitales, variables analógicas, mandos de control, alarmas digitales y analógicas, registro de eventos digitales y analógicos, además de un resumen de protocolo DNP 3.0.

RECOMENDACIONES

1. El tema de monitoreo de sistemas de distribución eléctrica en tiempo real, es complejo, las redes crecen y las tecnologías cambian diariamente, por lo que se debe estar en constante capacitación e investigación, para poder ser un experto en el tema. El monitoreo en tiempo real no se escapa de la actualización, ya que va de la mano con las computadoras, las que día a día van innovando nuevas capacidades y son más poderosas, y nos ofrecen más capacidad de realizar implementaciones poderosas y confiables. Por lo que ser un autodidacta es vital.
2. Se debe tener muy cimentados los conceptos de subestaciones eléctricas, la exigencia es que cada persona que se involucra en monitoreo, sea un ingeniero que teóricamente domine los fenómenos eléctricos. Esto debido a que para implementar un sistema de tal magnitud, se debe estar seguro de lo que se desea controlar y monitorear.
3. En el caso del protocolo DNP 3.0, el ingeniero que desee ser un experto en este tema, debe investigar y buscar opciones de conocer más al respecto. Debido a que existen expertos que pasan en centros de desarrollo días y años realizando mejoras, no se puede decir que aquí se aprendió DNP 3.0, lo que se hizo fue someramente presentar un enfoque muy didáctico de lo que es este poderoso protocolo, además de no ser el único protocolo que existe.

BIBLIOGRAFÍA

1. Harper, Enríquez. **Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas.** Segunda Edición. México.
2. De La Vega, Miguel. **Ingeniería de Puesta a Tierra.** Colección Textos Politécnicos. México
3. RODRIGUEZ, Armando. **Practical Approach To Signals, Systems and Control.** Arizona State University. USA.
4. León Martínez, Antonio Ramón. **Apuntes de DNP. V. 3.0.** Sedpc. Mexico. 2004. 22pp.
5. Epri. **Draft Input For The Utility Communications Arquitectura Version 2.0.** Editorial Draft 1.4. 87pp.
6. Sedpc Centro de Investigación y desarrollo de equipos de automatización eléctrica de potencia. **Manual RedSad.** México. 2004. 127pp
7. Sedpc Centro de Investigación y desarrollo de equipos de automatización eléctrica de potencia. **Manual RadSad.** México. 2004. 25pp
8. Sedpc Centro de Investigación y desarrollo de equipos de automatización eléctrica de potencia. **Manual Kronos.** México. 2004. 226pp
9. Sikahal Salamanca, Esgrid. **Plano subestación típica: equipos y accesorios instalados elevación lateral, planta y unifilares básicos en área de maniobra en 69 kv.** Guatemala. 1983. 7pp