

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería en Electrónica



Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago

JASEC

**Automatización para Control, Monitoreo de Interruptores y transformador en
Subestación Eléctrica Reductora de San Blas.**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el Grado de Bachiller
en Ingeniería Electrónica**

Cordero Garay William

Mora Ramírez Marco

Cartago, Agosto del 2002

AGRADECIMIENTOS

Marco y William

Queremos agradecer a todas las personas que han hecho posible este momento, difícil es mencionar a todos los que han colaborado de una u otra forma.

Sin embargo hay personas que han ido más allá y nos han demostrado su interés por ayudar a los demás, en este caso nosotros.

Don Mario Jiménez, le agradecemos su ayuda incondicional, sus sabios consejos y su mano amiga. Profesionalmente se ha convertido en un maestro para nosotros y personalmente un ejemplo a seguir.

Don Carlos Quirós, quien fue una gran guía para el éxito del proyecto de graduación. Sus consejos y opiniones nos permitieron vislumbrar de una manera más fácil las soluciones a seguir.

Don Roberto Brenes y Don Oscar Meneses, gracias por brindarnos la oportunidad de desarrollar nuestro proyecto de graduación en la empresa que dirigen tan exitosamente.

Gabriela Ortiz, quien no solo ha sido una profesora, más bien una amiga que nos ha sabido comprender y ha soportado con nosotros todas las inconveniencias que nos afectaron durante el desarrollo de este proyecto.

Pedro Murillo, Carlos Badilla y José Alberto Díaz, profesores excepcionalmente interesados en ayudarnos durante el transcurso de nuestra carrera.

AGRADECIMIENTOS

William

Con mucho cariño y gratitud le agradezco a mi familia por los momentos de privacidades, apoyo y preocupaciones que tuvieron, por darme todo lo que siempre necesité para cumplir mis objetivos. Sin ellos no hubiera llegado tan largo. También quiero brindar mi gratitud a todos los amigos en quienes siempre encontré amistad y ayuda incondicional; muy en especial quiero resaltar a Marco Mora, quien siempre estuvo en las buenas y malas durante todo el trayecto, además por estar cuando necesité un consejo y un verdadero amigo.

Quiero agradecer muy especialmente a Hazel quien con su cariño, apoyo y paciencia estuvo siempre presente... gracias a todos.

Marco

Quiero agradecer a mi familia por toda la ayuda que me ha brindado para llegar donde estoy ahora.

A mis padres cuyo soporte y ayuda incondicionales son trascendentales para mi.

A mi hermano y a mi hermana, que han estado presentes y me han ayudado cuando los he necesitado.

A mis amigos y colaboradores, quienes han sido testigos de las penurias y alegrías que juntos hemos pasado.

A mi mejor amigo William, quien ha compartido mis alegrías y angustias y ha colaborado conmigo tanto como amigo como compañero de estudios.

DEDICATORIAS

Marco

Deseo dedicar este momento especial a mi padre y a mi madre.

A mi padre, quien siempre me ha brindado su apoyo y me ha dado las herramientas necesarias para facilitar la llegada de este día y desarrollarme como persona y como profesional.

Gracias papi, tus consejos me hacen ver más fácil el camino que debo seguir, siempre has sabido aconsejarme y respetar mis decisiones.

A mi madre, cuya presencia en los momentos difíciles nunca ha faltado, cuyo aliento en tiempos de angustia ha sido de gran valor.

Mami, siempre has tenido tus oídos abiertos a mis palabras y dudas, has sabido escucharme y comprenderme. Gracias.

William

A mi padre, quien con su ardua lucha contra las adversidades de todos los días me brindó la oportunidad de realizarme como persona y llevar a cabo el logro de mis metas. Además de darme el consejo sabio, el apoyo incondicional, el cariño leal, la figura humilde y perseverante, su siempre presencia,...

A mi madre, quien con su gran bondad, paciencia y amor me brindó el apoyo necesario para seguir adelante después de cada obstáculo que se presentó en el camino a la realización de un sueño. También debo resaltar su voz de aliento y guía, su comprensión, su mano amiga, que siempre estuvo cuando la necesité,...

Por esto y mas me siento muy orgulloso de mis padres y sin dudar... se la merecen...gracias.

RESUMEN

Este proyecto trata acerca de la automatización de la Subestación Eléctrica Reductora de San Blas, localizada en Cartago, Costa Rica.

Mediante esta subestación se controla el flujo eléctrico que abastece las zonas de San Rafael, Los Ángeles y Cartago.

La automatización consistió en el control remoto de las funciones de cierre y apertura de los cuatro reconectadores dentro de la subestación a través del sistema SCADA de JASEC. Además se logró adquirir e integrar en el mismo sistema la información referente a niveles de voltaje y corriente, junto con otras variables de gran importancia para determinar la calidad del servicio brindado.

En el diseño y la implementación se utilizó un controlador lógico programable (PLC), el cual fue colocado dentro de un gabinete de control ubicado en la caseta de la subestación, el cual establece comunicaciones mediante protocolo Modbus mediante puerto tipo Ethernet en TCP/IP.

Cuatro medidores de variables, cada uno fue colocado en cada reconectador, formando una red RS-485, la cual posteriormente es transformada en el gabinete de control a red tipo Ethernet.

Para las comunicaciones se incluyó en el gabinete de control un MODEM con capacidades de conexión a largas distancias, además de un “switch” para redes Ethernet

En el mismo gabinete de control se incluyó una fuente de alimentación ininterrumpible que abastece de energía a todos los equipos de comunicación y de control.

SUMMARY

This Project concerns the automation of the Reduction Electric Station of San Blas, located in Cartago, Costa Rica.

The flux of electric energy that feeds the zones of San Rafael, Los Angeles and Cartago is controlled with this station.

The automation is based on the remote control of the closing and the opening of the four reclosers within the station through JASEC's SCADA system. On the other hand, it was possible to acquire and include on the same system all the information about the levels of the current, voltage and other variables that are highly important in the quality determination of the supplied service.

On the design and implementation a programmable logic controller (PLC) was used, it was placed inside a control cabinet located inside the control house in the station, it communicates through an Ethernet port using the Modbus protocol over TCP/IP.

Four variable meters were used, one was placed on each recloser forming a RS-485 network which later is connected to the internal Ethernet network with a RS-485 to Ethernet converter at the control cabinet.

One modem with long distance capabilities and one Ethernet switch were included on the control cabinet to establish the communications with the external network.

One uninterruptible power source (UPS) was included on the same cabinet; it supplies electric energy to all the control and communication devices.

INDICE GENERAL

Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Descripción de la Empresa	1
1.1.1 Descripción General	1
1.1.2 Unidad de desarrollo del proyecto	2
1.2 Definición del problema y su importancia	3
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
Capítulo 2: Antecedentes	7
2.1 Estudio del Problema a Resolver	7
2.2 Requerimientos de la Empresa	11
2.3 Solución Propuesta	12
2.3.1 Alternativas de solución	12
2.3.2 Solución Óptima	15
Capítulo 3: Procedimiento Metodológico	18
3 Metodología	18
Capítulo 4: Descripción del Hardware utilizado	21
4.1 Diagrama general de bloques	21
4.2 Controlador Lógico Programable y accesorios	22
4.3 Equipo de Comunicaciones	24
4.3.1 Módems	24
4.3.2 Conmutador (Switch)	24
4.4 Termocupla	25
4.5 Medidores de Variables Eléctricas	26
4.6 Relés	27
4.7 Solenoide	27
4.8 Sistema de alimentación ininterrumpible	27
4.9 Fuente de alimentación	28
Capítulo 5: Descripción del Software del sistema	29
5.1 Ambiente de desarrollo del software	29

5.2	Diagramas de programación del PLC	30
5.3	Diagramas de programación de la estación de monitoreo	34
5.4	Software de programación del PLC	38
5.5	Software de desarrollo para la estación de monitoreo	43
5.6	Software SCADA para el sistema total en JASEC	49
Capítulo 6:	Análisis y resultado	59
6.1	Explicación del Diseño	59
6.1.1	Adquisición de parámetros.	61
6.1.1.1	Adquisición de parámetros y control de reconectadores.	61
6.1.1.2	Adquisición de parámetros del Transformador.	64
6.1.2	Gabinete de control.	65
6.1.3	Integración a la red de JASEC	66
6.2	Alcances y limitaciones	67
Capítulo 7:	Conclusiones y recomendaciones	68
7.1	Conclusiones	68
7.2	Recomendaciones	70
Bibliografía		71
Apéndices y anexos		72
Apéndice A.1:	Glosario	72
Apéndice A.2:	Protocolo TCP/ IP	75
Apéndice A.3:	Protocolo ModBus	81
Apéndice A.4:	Sistema Scada	86
Apéndice A.5:	Esquema General	88
Anexo B.1:	Información técnica del transformador.	89
Anexo B.2:	Información técnica del reconectador tipo R.	95
Anexo B.3:	Ficha técnica del PLC.	102
Anexo B.4:	Ficha técnica del medidor de variables.	106
Anexo B.5:	Ficha técnica de la UPS.	109
Anexo B.6:	Ficha técnica de la fuente de alimentación CD.	112
Anexo B.7:	Ficha técnica del switch.	113
Anexo B.8:	Ficha técnica del módem.	115

INDICE DE FIGURAS

Figura 4.1	Diagrama general de bloques.	21
Figura 5.1	Diagrama de flujo de la adquisición de datos digitales.	30
Figura 5.2	Diagrama de flujo de la adquisición de datos analógicos.	31
Figura 5.3	Diagrama exclusivo para el sistema de control.	32
Figura 5.4	Inicio del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.	34
Figura 5.5	Continuación del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.	35
Figura 5.6	Continuación del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.	36
Figura 5.7	Finalización del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.	37
Figura 5.8	Opción para escoger el tipo de PLC.	38
Figura 5.9	Opción para escoger el tipo de partición y memoria para el PLC.	39
Figura 5.10.	Configuración de comunicaciones del PLC.	40
Figura 5.11	Configuración para descargar programa en PLC o Simulador.	41
Figura 5.12	Simulador de un PLC por software utilizado en las pruebas.	42
Figura 5.13	Pantalla de inicio del Intouch 7.1®.	43
Figura 5.14	Aplicación WindowMaker® y pantalla de pruebas.	44
Figura 5.15	Creación de ventana.	45
Figura 5.16	Opciones para la creación de ventana.	46
Figura 5.17	Menú de programación para condiciones.	47
Figura 5.18	Diagrama unifilar principal del sistema SCADA de JASEC.	50
Figura 5.19	Pantalla de visualización variables en el SCADA de JASEC.	51
Figura 5.20	Diagrama de comunicaciones del sistema SCADA de JASEC.	52
Figura 5.21	Diagrama unifilar del sistema SCADA de JASEC.	53
Figura 5.22	Diagrama unifilar del sistema SCADA de JASEC.	54
Figura 5.23	Pantalla de información de entrada de subestación de San Blas.	55
Figura 5.24	Pantalla de información del transformador.	56
Figura 5.25	Pantalla para la graficación interactiva de ciertas variables .	57
Figura 5.26	Pantalla de visualización alarmas.	58
Figura 6.1	Diagrama de Arquitectura general	59

Figura 6.2	Diagrama de señales involucradas	60
Figura 6.3	Sistema actual de cierre y apertura del circuito.	63
Figura 6.4	Caja de conexiones de terminales en el transformador.	64
Figura A.2	Esquema de distribución de la red TCP/IP.	78
Figura A.3.1	Interconectividad de un enlace Modbus.	82
Figura A.3.2	Ciclo de consulta – respuesta entre Maestro – esclavo.	84
Figura A.5	Esquema general de dispositivos.	88

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción de la Empresa

1.1.1 Descripción General

El 12 de octubre de 1964, por la voluntad y el apoyo del pueblo cartaginés, se produjo el nacimiento de la Junta Administrativa de Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) con el objetivo de ofrecer un servicio eléctrico continuo, eficiente y al más bajo costo posible. Lo anterior surge a raíz del deseo del pueblo de Cartago de contar con un organismo local que incentivara el desarrollo eléctrico de la provincia.

De esta forma, en el salón de sesiones de la Municipalidad de Cartago, se da el traspaso de las instalaciones eléctricas, equipo y escaso material del ICE a JASEC.

Con la asistencia del subgerente del ICE, ingenieros y abogados de la institución, la junta directiva del Servicio Nacional de Electricidad, el gobernador de la provincia y la Municipalidad de Cartago, se llevó a cabo el acto solemne de traslado.

Como resultado de lo anterior, se define que JASEC será la institución encargada de administrar la energía eléctrica de cinco cantones de Cartago: Central, Alvarado, El Guarco, Oreamuno y Paraíso, utilizando para ello todos los medios legales, técnicos y financieros que la ley confirió.

La venta de energía es la principal fuente de ingresos, aproximadamente el 87%, brindando el servicio de electricidad a consumidores residenciales, comerciales, industriales, preferenciales y provisionales.

La Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago está conformada por 174 empleados, de los cuales 107 desempeñan funciones técnicas y los restantes 67 funciones administrativas.

De acuerdo al rediseño social que se efectuó recientemente, la JASEC contará con una nueva organización, la misma corresponde al concepto de Unidades Estratégicas de Negocios (UEN).

1.1.2 Unidad de desarrollo del proyecto

El proyecto se realizará en la división Unidad Estratégica de Negocios Distribución, encargada de la distribución de energía eléctrica a los abonados, incluyendo todas las implicaciones que conlleva, por ejemplo: acondicionar los niveles de voltaje y corriente, controlar y velar por el funcionamiento óptimo de la red eléctrica.

En Distribución laboran cerca de cincuenta personas, de los cuales cuatro son ingenieros, tres eléctricos y uno electrónico, con especialidad en varios campos como en el área de las comunicaciones, la distribución eléctrica y redes eléctricas.

La división cuenta con recursos definidos para sus funciones específicas, tanto en materiales como en herramientas e incluso personal, incluyendo un presupuesto propio dentro de la JASEC.

1.2 Definición del problema y su importancia

El desarrollo tecnológico de los últimos años y la reducción en los costos de producción da como resultado que sea más factible para los abonados obtener más aparatos cuya fuente de energía es la electricidad.

La situación anterior implica para las empresas proveedoras de energía eléctrica aumentar la generación o compra de la misma, así mismo, dada la delicadeza de los dispositivos, se requiere que la calidad de la energía sea la óptima.

Lograr estos dos objetivos de tal forma que no se sacrifique al abonado con el precio de los servicios es una tarea a mediano plazo con varias vías complementarias para realizarlo, entre ellas está la disminución de tiempos muertos del equipo, refiriéndose al momento de dar mantenimiento preventivo o correctivo a los dispositivos involucrados en la generación y distribución de electricidad; además del mejoramiento de tiempos de atención, esto con respecto a la duración de personal de la empresa al localizar el daño y repararlo.

Es un hecho que los equipos eléctricos son diseñados para cumplir sus funciones satisfactoriamente durante un período o vida útil, después del mismo se pueden presentar fallas que no permitirán el correcto funcionamiento.

En una empresa proveedora de energía eléctrica es de suma importancia el funcionamiento continuo de todos los dispositivos fundamentales para abastecer a cada uno de los abonados, las 24 horas del día y los 365 días del año, puesto que se cuenta con clientes de área comercial e industrial que requieren ser productivos el mayor tiempo posible, además de los clientes del área residencial que también requieren de la energía eléctrica.

Es por eso que no se puede dar el lujo de dejar en abandono esos dispositivos y se requiere un mantenimiento constante en cada una de las subestaciones, para esto es necesario conocer el estado de los equipos desde una localidad remota.

El principal problema que se presenta en las subestaciones eléctricas situadas en la ciudad de Cartago como la de San Blas y el Molino entre otras es el tiempo de respuesta ante una falla, es decir al detectar el abonado una falla lo comunica a la JASEC, la que atiende la situación acudiendo al lugar de los hechos para localizar y reparar los daños en la red eléctrica o en la propia subestación, posteriormente se debe verificar los interruptores de cada reconectador y realizar las pruebas de restablecimiento del circuito o circuitos afectados y así restablecer el flujo eléctrico en la zona afectada.

La automatización de las subestaciones, específicamente control remoto y monitoreo de los parámetros más importantes de los [reconectadores](#)¹ y del transformador, se vislumbra como una de las soluciones adecuadas para mantenerse al margen de la productividad que exigen los abonados y sus actividades, en cuanto a servicio, calidad y precio, además de contar con una manera de prevenir a tiempo una posible falla dentro de la subestación.

La empresa pretende resolver el problema mediante una adecuada automatización de las señales de control de cierre y apertura de los interruptores en cada reconectador, integrado con el monitoreo de las señales que contienen los parámetros críticos de operación de los dispositivos que integran la subestación. Con esto desea obtener mayor eficiencia en la atención al abonado y dar un adecuado tratamiento preventivo y correctivo de cada uno de los puntos principales de distribución de electricidad.

La prioridad del proyecto es alta, debido principalmente a la situación económica actual del mundo y de nuestro país, donde la producción de las empresas está descendiendo o se encuentra estancada, por lo que no están en condiciones para soportar constantes aumentos en su materia prima, tomando en cuenta el servicio eléctrico. Sin embargo JASEC brinda un servicio de alta calidad al mejorar sus sistemas internos de generación y distribución de energía eléctrica.

JASEC espera con la realización de este proyecto disminuir los tiempos de reacción y corrección ante una falla en la red eléctrica en los circuitos de mediana tensión, además de contar con un sistema de monitoreo total para la subestación.

¹ Reconectador: Ver Apéndice A.1

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo del proyecto consiste en la automatización del control de interruptores y monitoreo de los parámetros de operación de los elementos que integran la subestación eléctrica reductora de San Blas de JASEC.

1.3.2 Objetivos Específicos

- a. Analizar los dispositivos que requieren monitoreo.
- b. Analizar los elementos necesarios para adquirir la información referente a los parámetros operativos de cada dispositivo a monitorear.
- c. Investigar y plantear las opciones más adecuadas para la implementación del actuador que gobernará los interruptores.
- d. De acuerdo al sistema de comunicaciones de JASEC, determinar los puertos y protocolos necesarios para la comunicación entre un PLC y la estación de monitoreo.
- e. Realizar el análisis de la instalación eléctrica requerida para el proyecto, junto con las características del gabinete para un PLC y otros componentes; para tramitar la subcontratación.
- f. Diseño del sistema de control para los interruptores.
- g. Diseño de sistema de alimentación independiente.

- h. Se resumirán las características técnicas requeridas por un PLC, para tramitar la compra del mismo, así como de otros elementos o dispositivos necesarios para la realización del proyecto.
- i. Realizar los diagramas previos a la programación un PCL.
- j. Realizar los diagramas respectivos para la programación del software de la estación de monitoreo.
- k. Desarrollo de rutinas de prueba con el software de programación que se requiere para el PCL y el lenguaje de programación del mismo, además del software para la programación de la consola de monitoreo.
- L. Desarrollo del programa para el PLC.
- M. Desarrollo del programa de monitoreo remoto.
- N. Coordinar el montaje final.
- O. Realización de pruebas del sistema.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

2.1 Estudio del Problema a Resolver

Para llevar a cabo la automatización, JASEC solicitó el monitoreo de las señales provenientes de diferentes elementos que componen la Subestación eléctrica reductora de San Blas y mantener el control de los interruptores o palancas que poseen los reconectadores, como se puede observar en la [Figura A.5 de los apéndices](#). La apertura y cierre de los circuitos debía ser controlado remotamente desde el Patio de Interruptores del Bosque.

Al realizar estudio de la situación previa de la subestación, se encontraron los siguientes dispositivos.

2.1.1 Reconectadores

El reconectador (recloser o interruptor) es un dispositivo que sensa faltas en corrientes monofásicas o trifásicas y simultáneamente interrumpe las tres fases de un circuito de distribución. Si la falta es temporal, el reconectador automáticamente se cierra para restaurar el servicio y entonces se inicia otro ciclo de operación. Si la falta es permanente, el reconectador se bloquea luego de una, dos, tres o cuatro operaciones, dependiendo de su ajuste predeterminado.

Se requiere trabajar con cuatro de estos, y para cada uno se necesita monitorear los valores de corriente por cada fase así como el voltaje de línea; también es necesario tener el control sobre la palanca que realiza de cierre y apertura de cada reconectador.

Estos dispositivos cuentan con transformadores reductores, los que disminuyen el rango de la magnitud de corriente hasta un nivel máximo de 5 A. Físicamente en el reconectador se ubican tres medidores de corriente analógicos, los cuales deben dar una medición cercana al valor real.

Para efectos de medición se utilizará el equipo disponible en el mismo dispositivo, interceptando la señal de corriente en estos medidores para colocar en este punto el nuevo instrumento de medición.

Además, los interruptores cuentan con el sistema manual de cierre y apertura del circuito, sin embargo se deberá implementar un sistema alternativo con actuadores para realizar estas funciones desde una estación remota, excepto para el reconectador de alimentación a la subestación que es más moderno y tiene un sistema para controlar con señales digitales.

Actualmente el equipo está capacitado para realizar automáticamente el cierre del circuito ante un fallo por lo que se deberá implementar un sistema alternativo o complementario al existente para controlar vía remota el cierre y apertura del circuito cuando se desee o presente algún fallo. También es necesario el constante monitoreo de la posición de esta palanca, para esto el reconectador tiene previsto una serie de contactores que ofrecen un medio electro mecánico para conocer la posición de la palanca

Dentro de la subestación se encuentran dos tipos de reconectadores, un tipo como se describió anteriormente y del cual hay tres reconectadores los cuales son:

1. Reconectador 1

Atiende el sector urbano correspondiente a Cartago Centro. El tipo de reconectador es McGraw-Edison y su modelo es RX.

2. Reconectador 2

Atiende el sector urbano correspondiente a San Rafael. El tipo de reconectador es McGraw-Edison y su modelo es R.

3. Reconectador 3

Atiende el sector urbano correspondiente a Los Ángeles. El tipo de reconectador es McGraw-Edison y su modelo es R,

El otro tipo de reconectador es un poco más moderno, por lo que el medio de control del cierre y apertura del circuito se debe realizar solamente por medio de señales al panel de control de este. Sin embargo la parte de monitoreo se maneja

igual que los otros. De este hay uno y está ubicado en la entrada de alimentación de la subestación. Tipo Display , su número de serie es B04583, marca Hawker Siddeley Switchgear.

2.1.2 Transformador Principal

Este transformador es un elemento fundamental dentro de la subestación eléctrica de San Blas, su función consiste en la reducción de voltaje, de 34500V AC a 14500 V AC, por lo que se convierte en parte crítica dentro del funcionamiento de esta. La empresa JASEC solicitó que se mantenga el constante monitoreo de parámetros propios del transformador para darle seguimiento y prevención a posibles fallos.

Los parámetros que se deben monitorear remotamente son:

1. El estado del indicador de sobrepresión, que debe informar por medio de una señal eléctrica en forma discreta cuando hay o no sobrepresión.
2. Temperatura del aceite. Este debe darse de forma analógica, así como presentar información referente a la activación de la alarma o se cuando se presenta el disparo, por medio de señales eléctricas discretas.
3. El estado del [relé de Buchholz](#)², al igual que los anteriores debe informar cuando se presenta una alarma o se da el disparo.
4. El nivel de aceite, el cual solo debe informar cuando está por encima de un nivel establecido, esto debe hacerse por medio de un señal discreta.
5. El estado de funcionamiento de los abanicos, estos son tres que se activan automáticamente cuando se presenta un sobrecalentamiento.

El transformador cuenta con una serie de contactores que se cierran cuando se presentan alarmas o disparos en caso del relé Buchholz, temperatura de aceite, sobrepresión, niveles de aceite o funcionamiento de abanicos.

La lectura analógica que tiene el transformador respecto a la temperatura se realiza por medio de un sistema cerrado, el cual consiste en un medidor de aguja

² Relé de Buchholz: Ver apéndice A1.

2.1.3 Sistema de comunicaciones

JASEC cuenta con un sistema de red de comunicaciones entre varios puntos clave dentro de sus zonas de cobertura, ya sea de forma alámbrica o inalámbrica.

La subestación Reductora de San Blas cuenta con un enlace alámbrico con las oficinas ubicadas en Barrio Fátima de Cartago, compuesto por tres pares de cable de cobre tipo telefónico.

Entre el Centro de Control del Bosque y las oficinas en Barrio Fátima existe un enlace inalámbrico.

2.2 Requerimientos de la Empresa

Los requerimientos de la empresa surgen a raíz de las necesidades actuales para mantener el control y monitoreo de una subestación en la cual no hay operadores presentes. Su principal objetivo es buscar la flexibilidad del sistema para que pueda ser utilizado tanto en la subestación eléctrica reductora de San Blas como en cualquier otra de JASEC. Así como también buscan que se pueda desarrollar tanto con los dispositivos actuales como con equipos más modernos que surjan en el futuro. Al concluir el proyecto este deberá brindar las siguientes funciones:

- a. Permitir monitorear las tres corrientes de fase de cada reconector remotamente.
- b. Poder monitorear remotamente el voltaje de línea, en los reconectores.
- c. Debe tener la capacidad para controlar la apertura y cierre de la palanca de cada reconector remotamente.
- d. Permitir mantener el monitoreo del estado de la posición de la palanca de cada reconector remotamente.
- e. Tener la capacidad para monitorear los parámetros discretos y analógicos del transformador que reduce el voltaje de 34.5kV a 14.5KV. Esto remotamente.
- f. Integrar el monitoreo y control al [sistema SCADA](#)³ que tiene JASEC en desarrollo, permitiendo la visualización y manipulación remota por medio de la implementación de pantallas en el sistema.

Además JASEC solicitó el diseño, configuración, programación y puesta en marcha de todos los equipos necesarios para la realización del proyecto.

También requirió el diseño y seguimiento de las obras civiles que se necesitaron realizar en la subestación para la colocación del cableado y montaje de los equipos dentro de las instalaciones de la subestación.

Para mantener el monitoreo constante de todos los parámetros y control la empresa requiere también la implementación de un sistema de alimentación ininterrumpible, para el suministro de energía de los dispositivos de medición, control y comunicación con la estación remota.

³ Sistema Scada : Ver apéndice A.4

2.3 Solución Propuesta

La solución propuesta consiste en la automatización de la subestación de San Blas, para lograr la creación del sistema propuesto se dividió la solución en cinco etapas: adquisición de parámetros, control de palancas, comunicaciones generales, alimentación y finalmente la comunicación y el control principal.

2.3.1 Alternativas de solución

A continuación se describen diferentes opciones que se encontraron para cada una de las etapas que deben desarrollarse en el proyecto. La variedad de formas o elementos que se encontraron para completar los objetivos dentro del proyecto se debió a una extensa investigación previa de los productos existentes en el mercado nacional e internacional.

2.3.1.1 Sistema de comunicación

Dentro de las opciones para el sistema de comunicación se toma en cuenta el uso de módems y el aprovechamiento de las líneas de cobre existentes entre la subestación de San Blas y el plantel de Fátima, además se propone la instalación de un sistema inalámbrico basado en antenas y radio módems

2.3.1.2 Adquisición de parámetros

Para la adquisición de parámetros dentro de la subestación se tomaron en cuenta dos tipos de dispositivos: transductores de corriente y voltaje, medidores de variables eléctricas y termocuplas.

Todos presentan ventajas y desventajas entre sí, aunque se deben tomar en cuenta diversos factores para escoger el más adecuado, entre ellos se incluyen el aspecto económico, funcional y posibilidad de uso a futuro. (Estos factores se discutirán posteriormente en el apartado 2.3.2.2).

2.3.1.3 Control

En esta etapa de control, se encuentran múltiples soluciones para lograr el objetivo, que es la capacidad de abrir y cerrar el circuito.

La primera opción consiste en colocar de forma complementaria a los solenoides y sistema presentes que el fabricante de los reconectores incluyó en su diseño original.

La segunda opción consiste en la remoción del sistema actual y colocar un sistema de pistones.

La tercera opción consiste en la colocación de un motor de corriente directa, conectado mediante un conjunto de fajas o piñones para lograr el efecto de apertura y cierre mecánicamente en la palanca.

La cuarta opción es la colocación de un dispositivo utilizado en sistemas robóticos, el cual consiste en un tipo de banda de material cuya característica principal es su capacidad de elongación variable al ser energizado o no, sin embargo debió ser descartada por falta de información.

2.3.1.4 Sistema de control y comunicaciones central

En esta sección se contempla el uso de un controlador lógico programable, el cual tiene como función primordial manejar el sistema de control de las palancas de los interruptores y a su vez recibir, digitalizar y enviar la información de las variables a monitorear dentro de la subestación hacia la red SCADA. Para esta aplicación se cuenta con una gran variedad de controladores lógicos programables (PLC).

2.3.1.5 Sistema de alimentación

Para el sistema de alimentación se tomó en cuenta dos tipos de sistemas, el primero fue en un banco de baterías a 24 V CD, cuyo monitoreo se realizaría mediante el uso de un transductor de corriente y otro de voltaje. La segunda propuesta consistió en el uso de una UPS cuya capacidad de monitoreo incluya la posibilidad de integración a la red mediante el puerto Ethernet, como se pidió además la utilización de 24 V CD, se necesitó incluir una pequeña fuente para el suministro de este voltaje.

2.3.2 Solución Óptima

La solución propuesta para la automatización de la subestación de San Blas fue la creación de un sistema que se dividió en cinco etapas: adquisición de parámetros, control de palancas, comunicaciones generales, alimentación y finalmente la comunicación y el control principal.

2.3.2.1 Sistema de comunicaciones

Para la elección del tipo de comunicaciones y red LAN a implementar en la subestación, e incluso la forma de establecer la conexión con el resto de la red corporativa de JASEC, se tomaron en cuenta algunos factores en base a una relación de costo y beneficio, añadiendo la proyección de aplicaciones futuras, sin embargo, el factor económico tiene un gran peso en la toma de decisiones.

La existencia de varios cables ubicados en el tendido eléctrico entre la subestación de San Blas y el plantel de Fátima, el cual está conectado mediante una red inalámbrica al patio de interruptores del bosque, hace que la interconectividad de la subestación sea económicamente más factible.

Ante este hecho, la solución se ve dirigida al uso de esos cables, implicando el uso de módems banda base y un concentrador (hub) o un “switch”.

El tipo de módem se escoge de acuerdo a las necesidades y arquitectura de la red por desarrollarse.

En cuanto al “switch” o “hub”, se toma en cuenta el hecho que JASEC desea implementar en su red SCADA una división de niveles o capas, donde las señales correspondientes a control y monitoreo tendrán prioridad sobre las de datos, es por eso que se debe implementar la solución mediante el uso de un “switch”.

2.3.2.2 Adquisición de parámetros

Para la adquisición de parámetros en el transformador, se cuenta con sistemas de contactores que el fabricante incluyó, simplemente se deben alimentar con el voltaje requerido por el PLC para lograr un circuito cerrado con el módulo del PLC. Para la medición de la temperatura del aceite es estrictamente necesario incluir una termocupla independiente, debido a que el sistema de medición de temperatura actual no permite ser intervenido.

En cuanto a los reconectadores, la decisión sobre el tipo de dispositivo a utilizar se desvía principalmente al uso de medidores de variables eléctricas de la marca PowerLogic del tipo Power Meter PM-600, cuya escogencia se basa en varios factores, entre los cuales se encuentran:

a. Costo y cantidad

Al analizar la cantidad de transductores requerida para cada uno de los reconectadores, el costo general no es muy diferente entre cada una de las opciones.

b. Reutilización

El uso de transductores sería únicamente para esos fines, mientras que al incorporar a JASEC los medidores de variables, estos podrían ser utilizados en otras funciones.

c. Comunicaciones

Los medidores de variables tienen sus salidas de datos acopladas para una red tipo RS-485, esto implicaría una reducción del número de módulos extra en el PLC.

d. Funcionalidad

Los medidores de variables contienen rutinas adecuadas para brindar información muy detallada y útil para JASEC con respecto a variables eléctricas tales como factor de potencia, calidad de servicio, frecuencia, distorsión armónica y otras.

2.3.2.3 Control

Dadas las características del proyecto, la implementación de sistemas robóticos alternativos implica un gasto innecesario puesto que a mediano plazo JASEC planea sustituir los reconectores actuales por equipo más moderno.

Esta es la razón por la cual la opción más adecuada es la implementación a futuro y según sea necesario del sistema complementario utilizando el mismo equipo que el fabricante utilizó originalmente.

2.3.2.4 Sistema de control y comunicaciones central

El uso del controlador lógico programable es totalmente necesario, sin embargo se toman en cuenta principalmente factores económicos y funcionales para escoger el tipo específico de controlador lógico programable (PLC).

2.3.2.5 Sistema de alimentación

Para el sistema de alimentación se toma en cuenta un factor muy importante con respecto a la alimentación de los equipos que serán colocados en la subestación:

Todos los equipos de comunicaciones operan a 120 V AC, y no es necesario el suministro de alimentación ininterrumpible en los solenoides.

Ante esta circunstancia y añadida la posibilidad de monitorear el estado de la UPS de una manera sencilla puesto que el fabricante ha incluido todo lo necesario para tales efectos, se escoge la UPS como sistema de alimentación ininterrumpible, añadiendo la fuente de voltaje de 24 V CD.

CAPÍTULO 3

PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3 Metodología

El logro de los objetivos mencionados anteriormente está basado en el seguimiento a los siguientes pasos metodológicos.

3.1 Se debió estudiar todos los dispositivos que requieren ser monitoreados, para ello se utilizaron los manuales del fabricante de cada uno, con el objetivo de obtener la información necesaria o recomendada por el fabricante para la correcta medición de los mismos.

3.1 Para ciertos parámetros de algunos dispositivos, su fabricante no incluyó elementos directos para su medición, razón por la cual se debió incluir en el sistema los dispositivos adecuados (sensores, transductores o medidor de variables físicas) que puedan realizar esa función.

3.3 Se tuvo que estudiar las maneras más adecuadas para el manejo del interruptor de los reconectores, con el objetivo de dar un control total para abrir y cerrar el interruptor. Fue necesario investigar en el mercado local e internacional ante la posibilidad de adquirir un dispositivo diseñado para estos fines. Se recurrió a la integración de dispositivos electromecánicos para lograrlo.

3.4 JASEC cuenta con una red alámbrica e inalámbrica para la gran mayoría de sus subestaciones. Además por políticas de desarrollo e implementación se ha adoptado el protocolo de comunicaciones eléctricas Modbus. Según los puntos anteriores se determinaron los puertos necesarios para la comunicación del PLC y la estación de monitoreo y control, así como el tipo de protocolo que maneja.

3.5 Para minimizar interferencias en las señales de control y monitoreo se debió colocar el PLC y otros dispositivos lo más cerca posible de los elementos de control y adquisición de datos, en algunos casos implicó su instalación en la intemperie. Ante esto surgió la necesidad de proteger todos los elementos eléctricos, razón por la cual se colocaron dentro de gabinetes. También se realizó el estudio adecuado de la instalación eléctrica necesaria para conectar todos los dispositivos. Se elaboró un informe para realizar el trámite ante el Departamento de Proveeduría, quien subcontrató estos servicios.

3.6 Basado en la disponibilidad de dispositivos en el mercado, se procedió a diseñar la etapa de control de interruptores, dando total control de los mismos.

3.7 Para mantener el sistema de monitoreo y control independiente a las fallas que se pueden producir, se diseñó una etapa de alimentación ininterrumpida, mediante el uso de una fuente de alimentación ininterrumpible (UPS).

3.8 Se realizó un resumen de todos los dispositivos por adquirir, incluyendo sus características técnicas para tramitarlo ante el Departamento de Proveeduría, quien se encargó de algunos de los trámites de licitación y compra.

3.9 Según la información teórica, el análisis de las señales por controlar y las funciones por realizar se desarrolló el planteamiento de solución a la programación de las rutinas del PLC, por medio de diagramas de flujo, luego se sometió a revisión por parte de los ingenieros Carlos Quirós y Mario Jiménez.

3.10 Se debió analizar las funciones requeridas por el programa de monitoreo y control que está ubicado en la estación de monitoreo ubicada en El Bosque de Oreamuno. Para una correcta programación fue necesario confeccionar diagramas de flujo de las funciones más importantes, definiendo prioridades de las mismas.

3.11 Se realizaron diferentes prototipos de programación, tanto para el PLC como para la estación de monitoreo, para probar la funcionalidad y posibles errores así como para conocer las posibilidades que ambos tipos de software presentan.

3.12 Se desarrolló y probó las rutinas necesarias para que el PLC realizara las funciones requeridas.

3.13 Se realizaron las pantallas solicitadas por JASEC para incluir toda la información necesaria con respecto a los elementos críticos en la subestación dentro del sistema de monitoreo SCADA.

3.14 Se brindó asesoría y soporte a la empresa subcontratada para la colocación y puesta en marcha de los equipos adquiridos.

3.15 Se realizaron pruebas locales dentro de la subestación, posteriormente se hicieron pruebas remotas desde una terminal localizada en un punto externo a la misma.

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE UTILIZADO

4.1 Diagrama general de bloques

La solución propuesta está basada en la [figura 4.1](#), donde se incluye a escala general los dispositivos requeridos para el funcionamiento del sistema. Además se incluye el sistema de alimentación basado en una UPS y una fuente de alimentación.

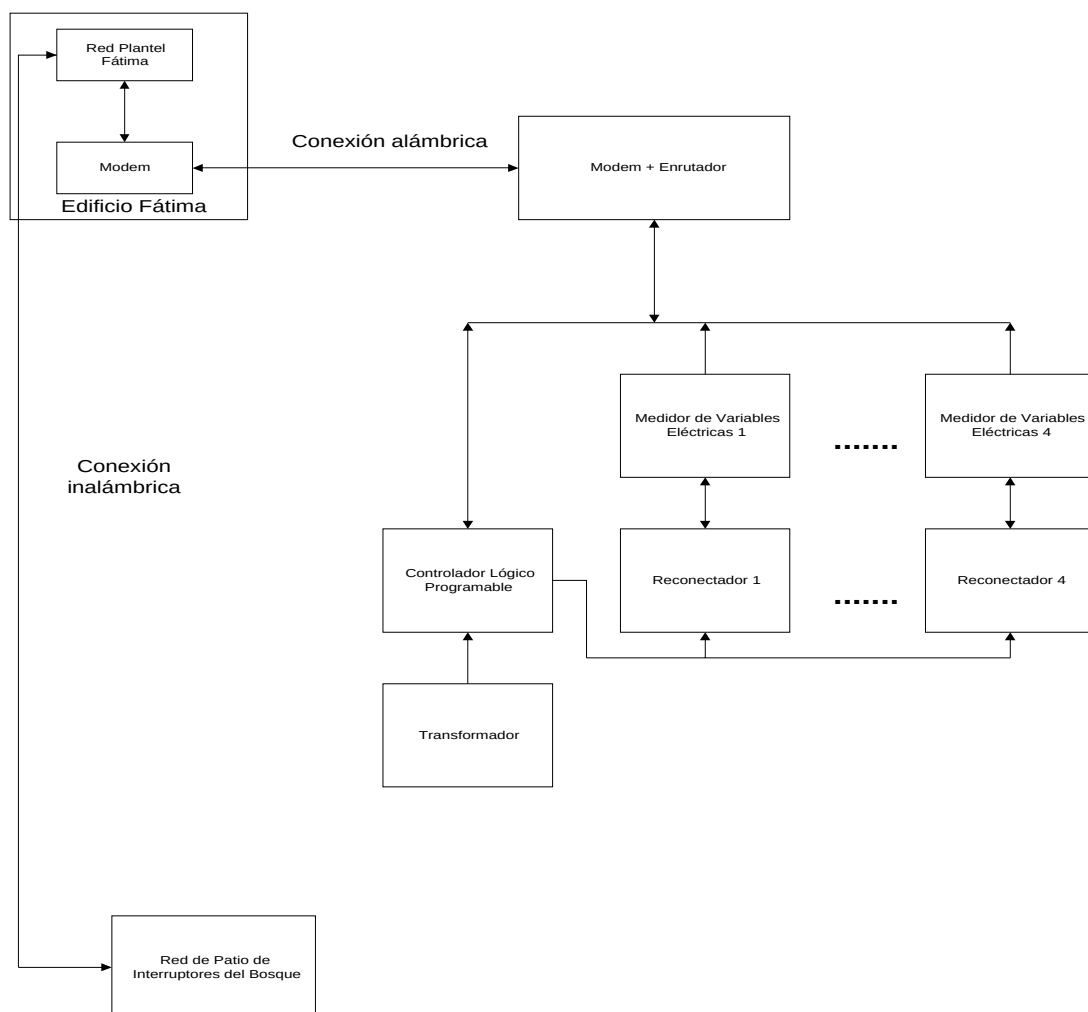


Figura 4.1 Diagrama general de bloques.

El diagrama anterior muestra la arquitectura general del proyecto, donde se toma en cuenta los elementos presentes antes del inicio del proyecto (transformador, reconectadores y sistemas de red) y los elementos para realizar las funciones de monitoreo y control requeridas por JASEC.

4.2 Controlador Lógico Programable y accesorios

Para el control y monitoreo eficaz del sistema, de manera tal que se optimice la relación costo beneficio, se incluye dentro de la configuración un PLC Modicon®, modelo Momentum®.

4.2.1 Características Técnicas

- a. Procesador catálogo 17CCC98020.
- b. Características y beneficios generales
- b.1 Procesamiento independiente

En lugar de colocar adaptadores de comunicaciones, el PLC ofrece un control simple.

- b.2 Sistema distribuido

Este tipo de controlador permite realizar puentes entre procesadores de mayor capacidad, con sencillos métodos de programación.

- b.3 Arquitecturas integradas

Permite comunicaciones confiables con diversos tipos de dispositivos, mediante sus protocolos de comunicación.

- c. Características Técnicas

- c.1 512 KB de memoria RAM y 512KB de memoria Flash.
- c.2 Capacidad para 512 entradas analógicas y 512 salidas analógicas.
- c.3 Tiempo de escaneo de programa: 0.13 ms.
- c.4 Alimentación a 24 V CD.
- c.5 Puerto de comunicaciones Ethernet para [protocolo Modbus](#)⁴ [TCP/IP](#)⁵.

⁴ Modbus: Ver apéndice A.3

⁵ Protocolo TCP/IP: Ver apéndice A.2

4.2.2 Módulos de entradas y salidas

Como dispositivos de captura de datos para el PLC se debe incorporar al mismo los siguientes módulos:

a. Módulo de 32 entradas discretas

a.1 Voltaje de referencia 24 V CD

a.2 Módulo catálogo 170ADI34000

b. Módulo de 8 entradas analógicas

b.1 Posibilidad de configuración para 4 – 20mA, $\pm 20\text{mA}$, $\pm 5\text{V}$, $\pm 10\text{V}$, $\pm 15\text{V}$.

b.2 Catálogo 170AAI03000.

c. Módulo de 16 salidas discretas

c.1 Voltaje de referencia 24 V CD.

c.2 Catálogo 170ADO3400.

Este controlador lógico programable cumple varias funciones de gran relevancia para el correcto funcionamiento del sistema.

a. Adquisición de parámetros

Mediante sus módulos de entradas se adquiere y adecua las señales provenientes del transformador.

b. Comunicaciones

A través del módulo de comunicaciones, enviará los datos hacia la red SCADA y de manera prioritaria recibirá los comandos de control.

c. Control

El PLC recibirá las señales provenientes de la red SCADA de JASEC y les dará prioridad máxima, según la programación energizará los relés para la activación de los actuadores.

4.3 Equipo de Comunicaciones

4.3.1 Módems

Para realizar la conexión entre la subestación de San Blas y el plantel de Fátima, utilizando el cableado existente entre las subestaciones se requiere el uso de módems especiales para operación dedicada.

4.3.1.1 Funciones principales.

Dentro de las funciones principales del conjunto de módems se encuentran las siguientes:

- a. Control y corrección de errores.
- b. Conexión segura entre subestaciones.
- c. Conversión entre comunicación serial y Ethernet.

4.3.1.2 Características técnicas generales.

- a. Tecnología DSL.
- b. Razón de transferencia hasta 2.3 Mbps.
- c. Interfaces Ethernet
- d. Administración mediante SNMP/http.
- e. Diversos tipos de alimentación.

4.3.2 Conmutador (Switch)

Para efectos de control e interconexión entre los elementos que utilizan el puerto de comunicaciones Ethernet ubicados dentro de la subestación es necesaria la integración de un switch, cuya marca es Allied Telesyn® y su modelo es AT-FS716E.

4.3.2.1 Características generales

- a. 16 puertos RJ-45.
- b. Frecuencia: 10/100 Mbps.
- c. Sensado automático.
- d. Soporte a control de flujo.
- e. Transparente a paquetes VLAN.
- f. Puerto MDI/MDI-X.

4.4 Termocupla

En el transformador principal, es requerido medir la temperatura del aceite, a pesar que el transformador incluye un termómetro, es imposible usar los dispositivos involucrados, esto implica añadir una segunda termocupla y conectarla al PLC.

La función de la termocupla es transducir el nivel de temperatura del aceite al valor equivalente de temperatura ubicado dentro de un rango de 4 mA CD a 20 mA CD, el cual posteriormente será adaptado a la escala real.

Las características más importantes de la termocupla son:

- a. Capacidad de inmersión en aceite.
- b. Rango de temperatura soportado: desde -20 grados hasta 180 grados.
- c. Incluye el transductor adecuado.

4.5 Medidores de Variables Eléctricas

Con el fin de monitorear algunos parámetros concernientes a las líneas de voltaje y corriente dentro de la subestación, se requiere el uso de medidores de variables eléctricas, cuya función consiste en obtener valores de voltaje y corriente, procesarlos y dar informes de distintas variables dependientes de los anteriores, la importancia de mediciones de este tipo radica en la posibilidad de monitorear no sólo presencia de voltaje o corriente, sino que también la calidad de las mismas.

La salida de estos dispositivos se da mediante un puerto RS-485, con protocolo Modbus RTU.

Con un protocolo RS-485 se puede fácilmente montar una pequeña red, cuyas características satisfacen los requerimientos del sistema, para luego ser adaptados mediante un convertidor de protocolo y puerto a Modbus TCP/IP con Ethernet.

Las características y funciones del medidor de variables eléctricas se citan a continuación:

- a. Tres entradas de 0-5 Amperios AC y tres entradas de voltaje de 0-480VAC.
- b. Medición de corriente por cada fase y neutro.
- c. Medición de Voltaje de línea a línea y línea a neutro.
- d. Medición de Potencia real, reactiva y aparente, por fase y total.
- e. Medición de Factor de potencia por fase y total.
- f. Medición de Frecuencia.
- g. Medición de Demanda de potencia real, reactiva y aparente, total en tres fases, presente y pico.
- h. Medición de Energía real, reactiva y aparente, total en tres fases
- i. Medición de Energía acumulada con signo, absoluta, entrante y saliente.
- j. Medición de Distorsión armónica de voltaje por fase.
- k. Medición de Distorsión armónica de corriente por fase.

4.6 Relés

Debido a que los actuadores o solenoides de los interruptores trabajan con voltajes AC es requerida la presencia de dispositivos que sirvan de enlace entre los voltajes de control provenientes del PLC y los solenoides, razón por la cual se debe incorporar dos relés por cada interruptor.

Las características más importantes de los relés son:

- a. Voltaje de bobina: 24 V CD.
- b. Corriente máxima de operación: 10 A.
- c. Voltaje máximo de operación: 250 V AC, 250 V DC.

4.7 Solenoide

Dada la cantidad de años que han transcurrido desde la fecha de manufactura de tres de los cuatro reconectadores, los métodos de control que se deben implementar son de tipo mecánico y eléctrico.

La función que cumplen los solenoides consiste en crear un campo magnético con torque suficiente para provocar la atracción del cuerpo ferromagnético que provoca el movimiento actual de cierre y el opcional de apertura en el interruptor.

Las características generales del solenoide son:

- a. Consumo de corriente: 0,5 A AC.
- b. Voltaje de operación: 120 V AC.

4.8 Sistema de alimentación ininterrumpible

A pesar de ser la empresa que brinda la generación y distribución de energía eléctrica en Cartago, JASEC no está exenta a tener problemas de fluido eléctrico, y en importantes funciones de medición, diagnóstico y control no se debe dejar de percibir información, por lo que es necesario confirmar cuantas veces sea posible el estado de los equipos en la subestación y no asumir que ante la falta de información hay falla en el fluido eléctrico.

4.8.1 Función principal

La función primordial de la UPS es garantizar durante un tiempo razonable el funcionamiento total de los equipos instalados en la subestación, de tal manera que el operador en la sala de control pueda monitorear todos los parámetros necesarios.

4.8.2 Características más importantes de la UPS

- a. Voltaje y frecuencia de entrada: 70-138 V AC, 57-63 Hz
- b. Voltaje de salida: 120 V AC $\pm$ 3%.
- c. Potencia de salida: 2000 VA.
- d. Deberá incluir supresores de transientes.
- e. Tecnología de conversión TRUE ON LINE.
- f. Opción para conexión directa a Ethernet mediante puerto o slot de expansión.
- g. Software de monitoreo basado en protocolo TCP/IP.
- h. Corrección del factor de potencia.
- i. Tiempo de respaldo: 4 horas.
- j. Opción para sensor de temperatura y humedad, para efectos de monitoreo de estas variables.

4.9 Fuente de alimentación

Dentro de la subestación y de acuerdo con los niveles de voltaje establecidos por la industria y el mercado internacional, es necesario alimentar varios dispositivos con 24 V CD.

Las características más importantes de esta fuente de alimentación son:

- a. Voltaje de salida: 24 VCD.
- b. Voltaje de entrada: 100-240 VAC.
- c. Potencia de salida: 60 Watts.
- d. Protección por sobrecalentamiento.

CAPÍTULO 5

DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA

5.1 Ambiente de desarrollo del software

Durante el desarrollo del proyecto se utilizaron diversos programas relacionados con el software y lenguaje de programación para PLC, con el fin de realizar el control del sistema, y el software para desarrollar un programa interface Humano-Máquina para la inclusión al sistema SCADA de JASEC, este correspondiente a la parte de monitoreo.

Fue necesario investigar y probar algunos programas dedicados al uso del control y monitoreo, tal es el caso de RS VIEW®, RS Linx® y RS Logix® de la empresa Rockwell®.

La investigación abarcó además al Intouch 7.1® de Wonderware® y el Concept® de Modicon®.

Se debe destacar que la gran mayoría de dispositivos de esta categoría cuentan con la opción de visualizar su información a través de sistemas basados en páginas tipo Web, función que facilita el diagnóstico y las pruebas de los equipos, sin ser necesario haberlos incluido en la red SCADA, sino en una pequeña red tipo LAN.

En cuanto a la programación del controlador lógico programable se utilizó el Concept® de Modicon®.

Las rutinas principales para monitoreo y control fueron desarrolladas en el Intouch 7.1®, dada su facilidad de integración en la red SCADA de JASEC.

5.2 Diagramas de programación del PLC

Según el orden de prioridades y siguiendo un esquema general, el esquema estándar de funciones a realizar en el PLC sigue la estructura tal y como se muestra en las siguientes figuras.

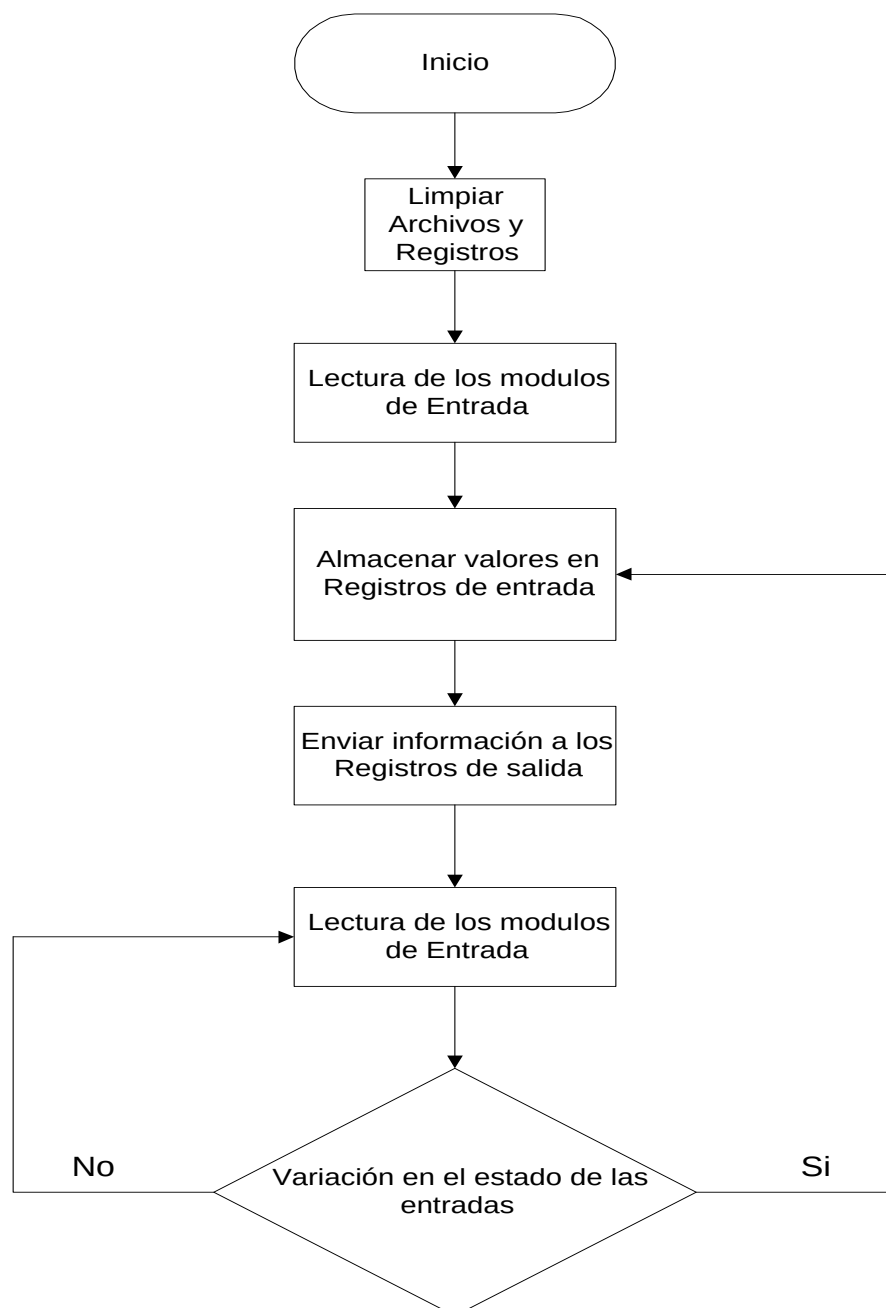


Figura 5.1 Diagrama de flujo de la adquisición de datos digitales.

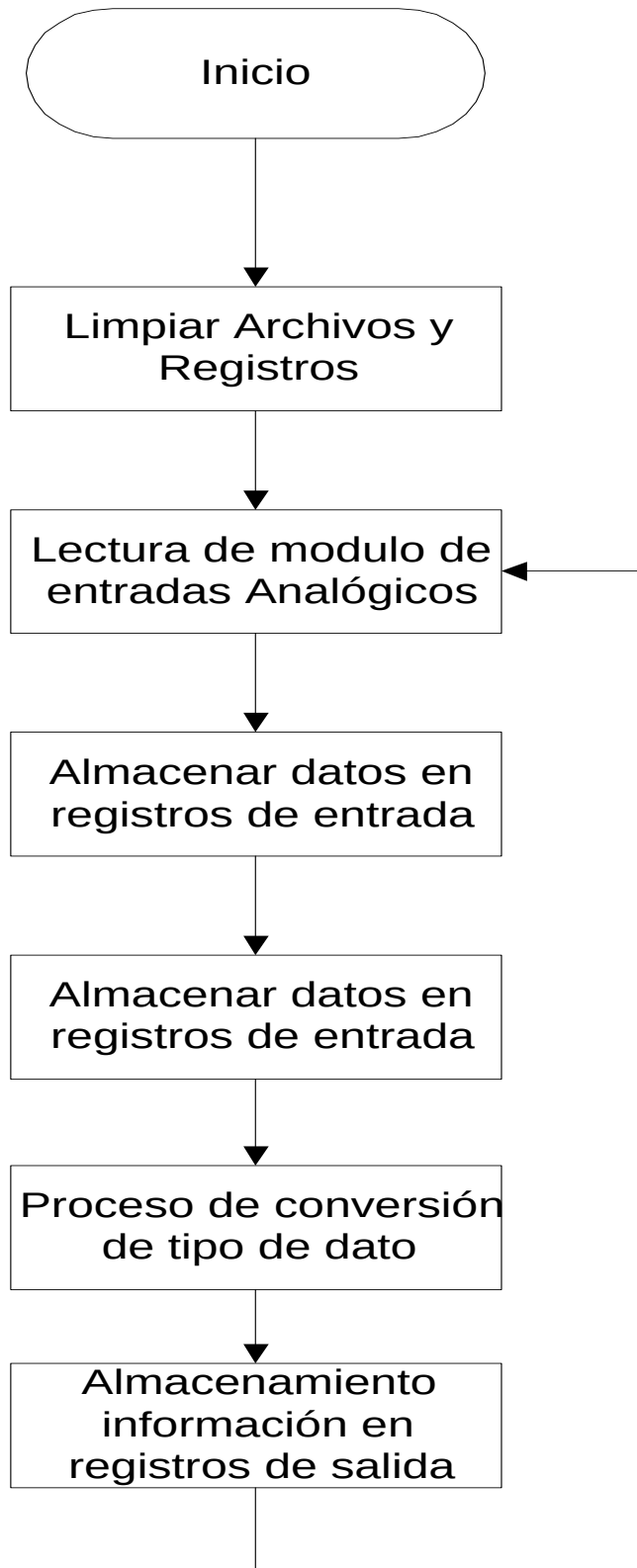


Figura 5.2 Diagrama de flujo de la adquisición de datos analógicos.

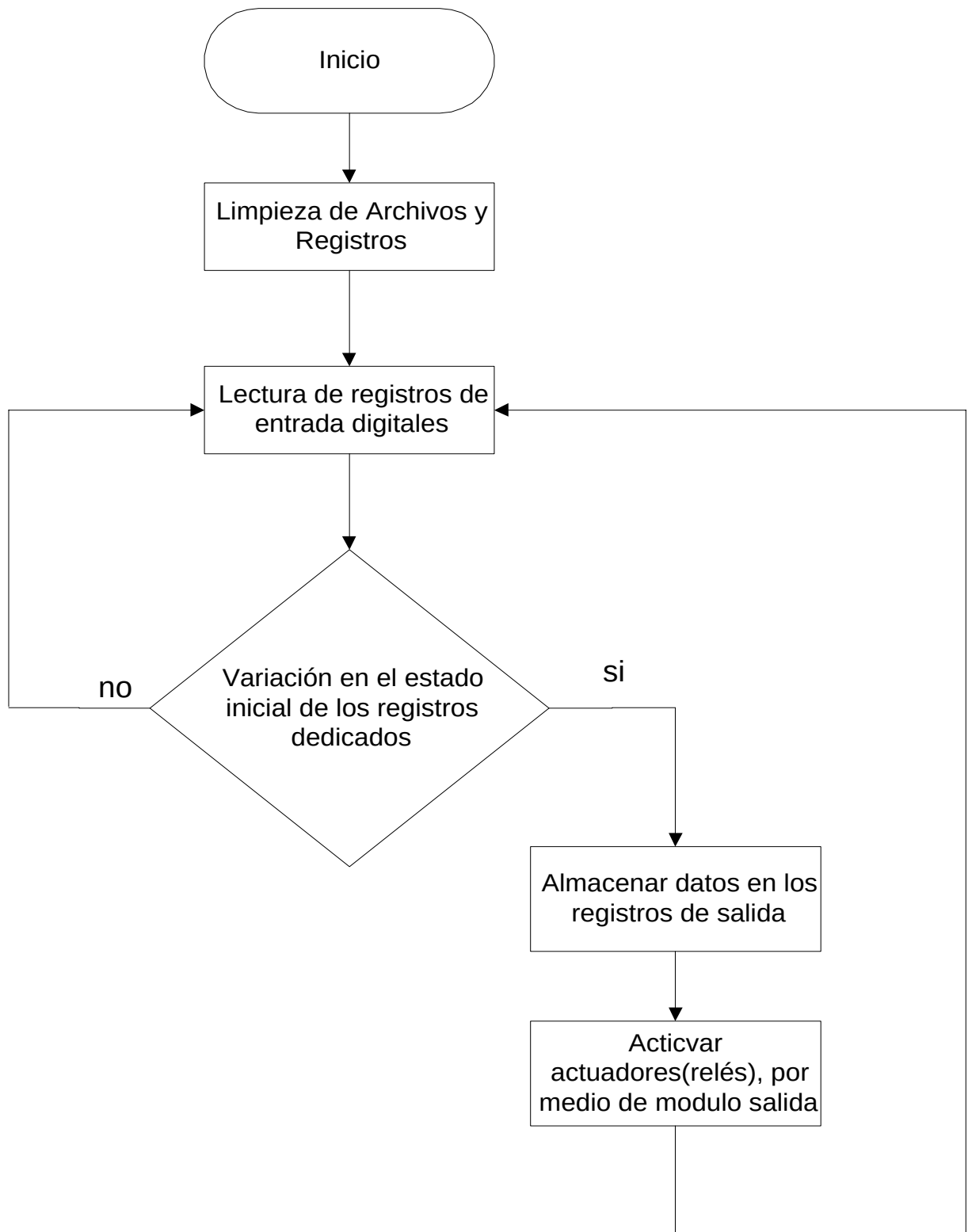


Figura 5.3 Diagrama exclusivo para el sistema de control.

Como se puede notar en los diagramas anteriores la programación que debe realizarse en el PLC se divide en tres etapas principales, que van paralelamente.

La primera etapa se puede observar en la [figura 5.1](#), la cual consiste en limpiar los registros internos para que seguidamente capture la información que haya en las entradas digitales del PLC. Es importante notar que este envía la información constantemente al puerto; y que al presentarse un cambio en las entradas, el resultado se reflejará en las salidas.

En la segunda etapa según la [figura 5.2](#), se presenta la adquisición de los datos analógicos. Para esto se limpian los registros internos, se captura los datos para ser almacenados en otros registros donde se realizará el escalamiento adecuado y se envían al puerto.

En la tercera etapa como se observa en la [figura 5.3](#), se presenta el diagrama correspondiente al control de los interruptores. Para esto se realiza una lectura constante de registros internos, en los cuales desde la estación de monitoreo se escribirán, desde el SCADA. Dada una señal de control se procederá a realizar acciones correspondientes a cada una de estas para realizar el adecuado cierre o apertura del circuito deseado.

5.3 Diagramas de programación de la estación de monitoreo

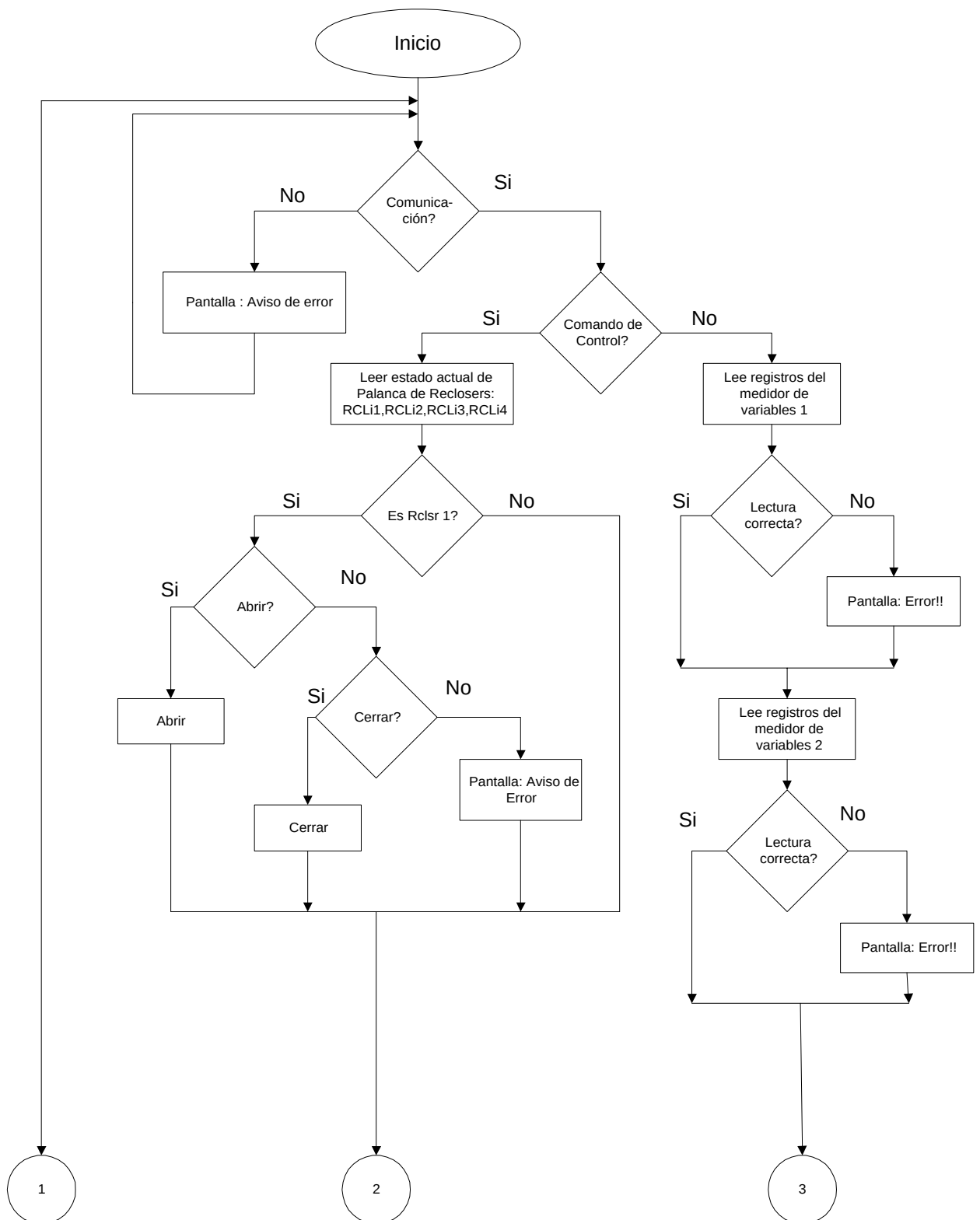


Figura 5.4 Inicio del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.

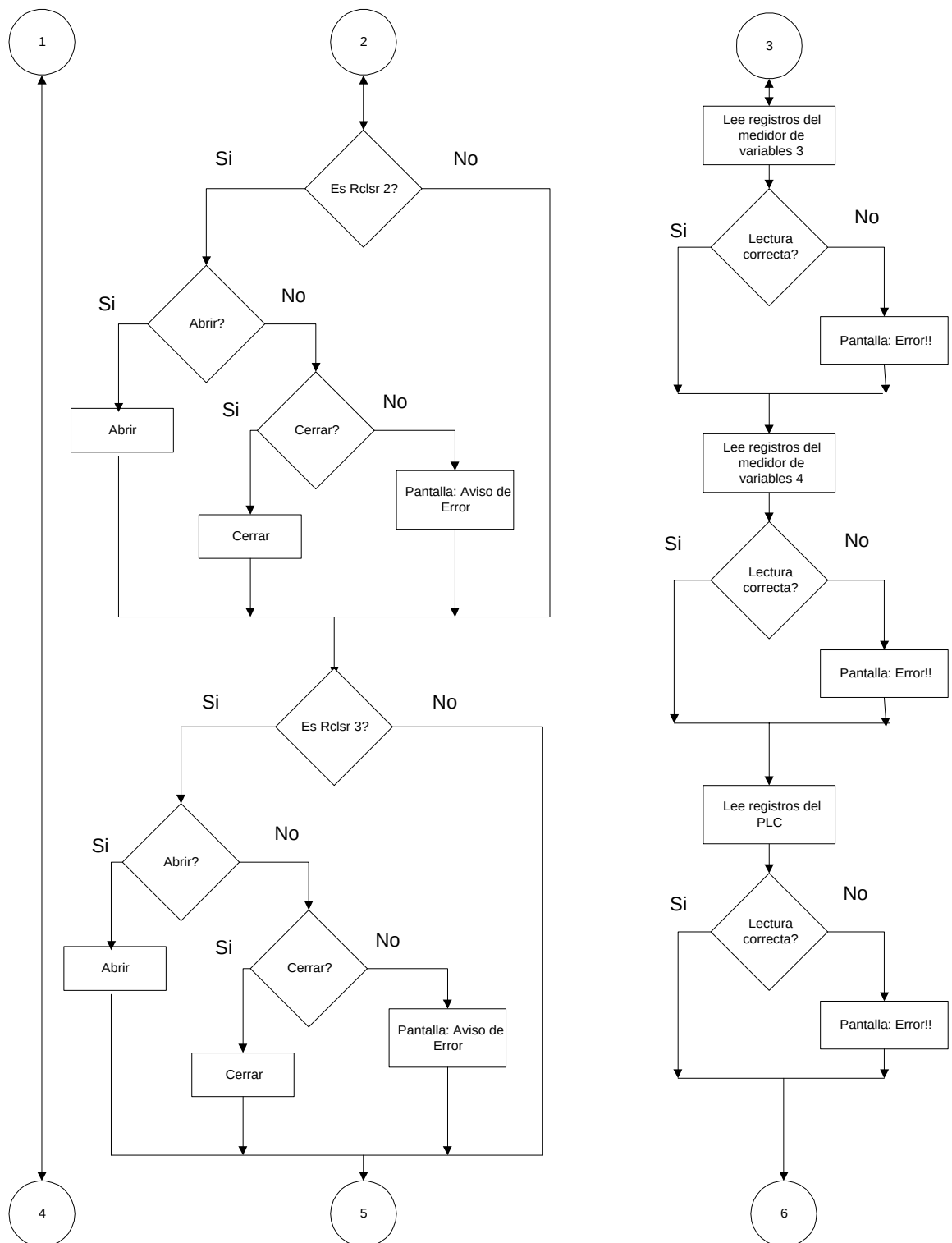


Figura 5.5 Continuación del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.

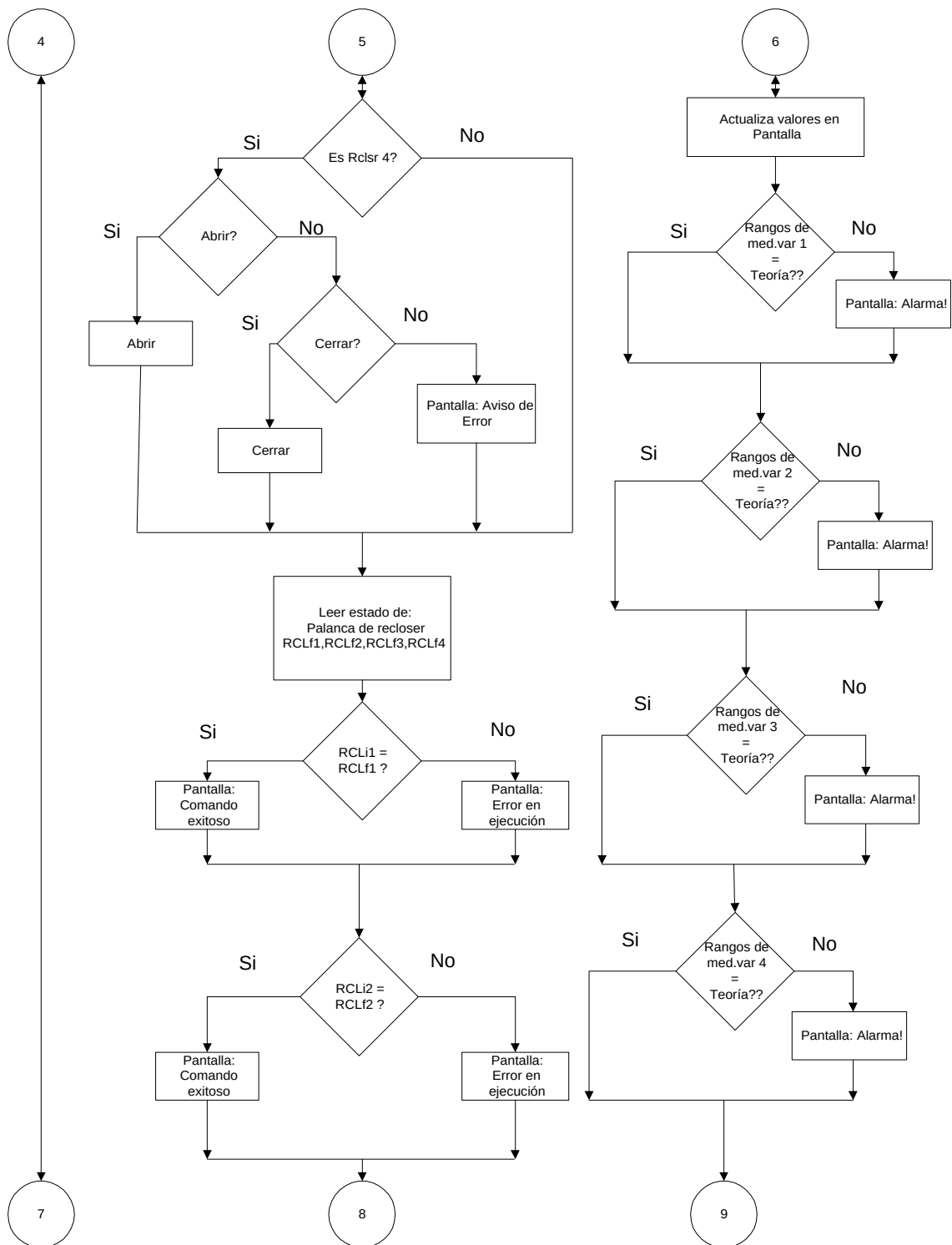


Figura 5.6 Continuación del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.

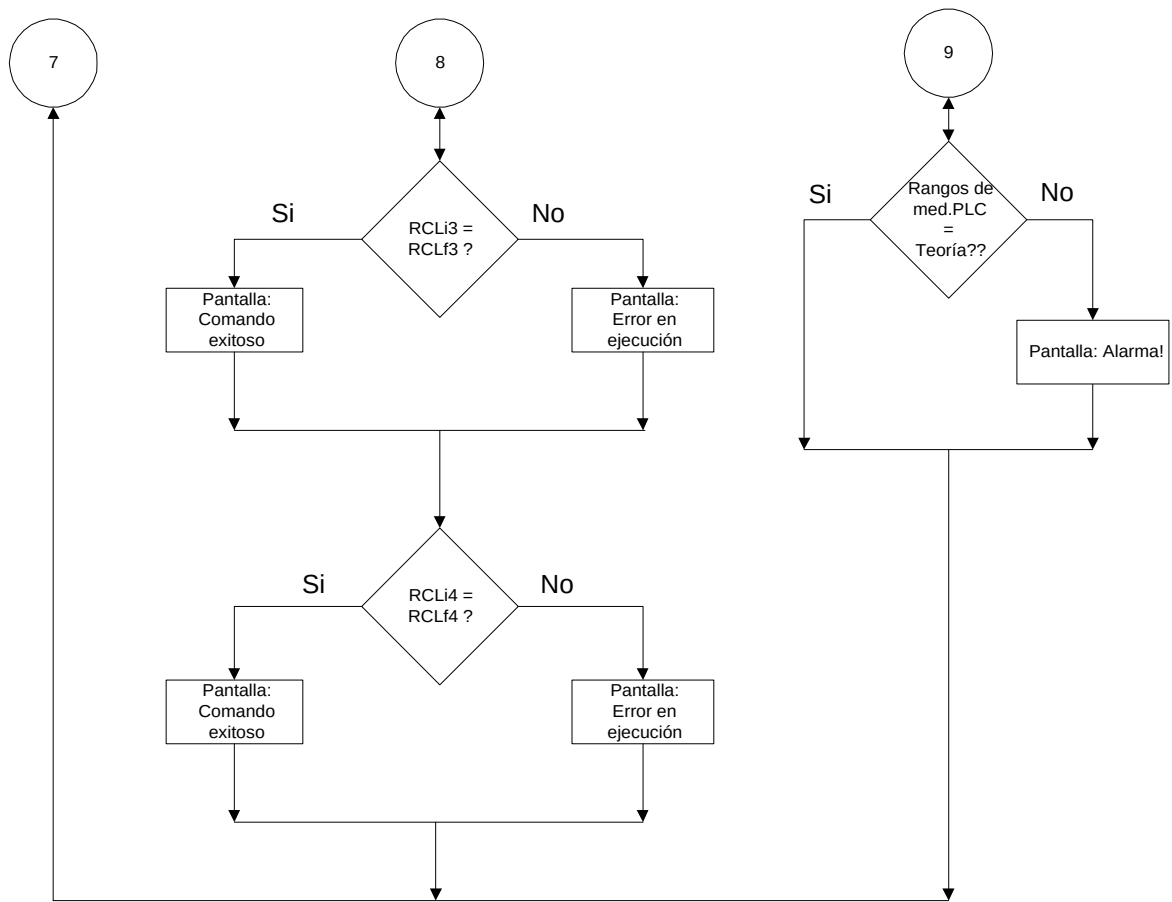


Figura 5.7 Finalización del diagrama de flujo de la estación de monitoreo.

5.4 Software de programación del PLC

Para el desarrollo de aplicaciones a integrar dentro de un PLC Modicon®, la empresa suministra el programa denominado “Concept®”.

Al iniciar la aplicación se debe crear un proyecto nuevo, para seguidamente realizar las configuraciones preliminares y básicas.

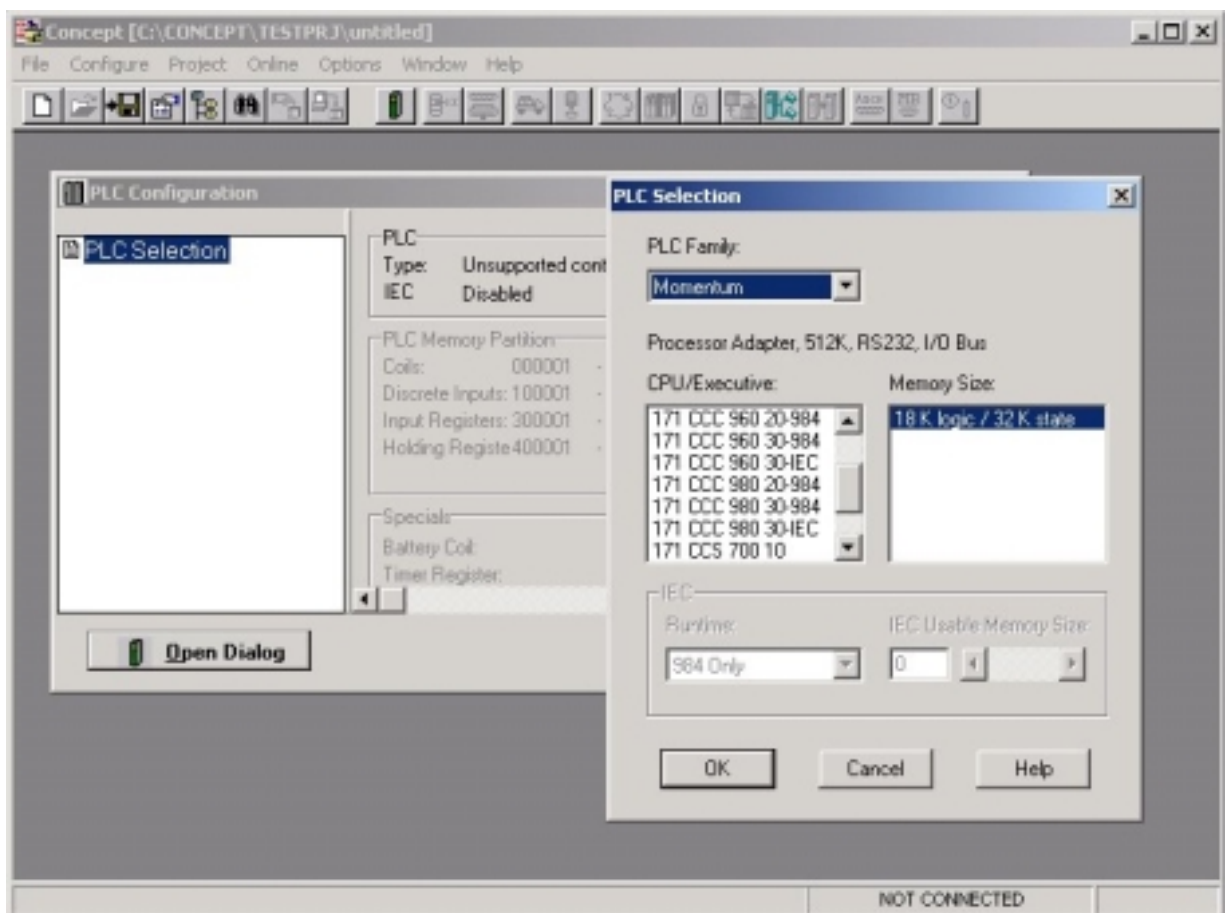


Figura 5.8 Opción para escoger el tipo de PLC.

La figura 5.8 muestra la facilidad de escogencia entre los tipos de PLC que permite programar el Concept®. De este modo se configura automáticamente las principales características del procesador como memoria, velocidad de operación, número y tipo de entradas y salidas, entre otras.

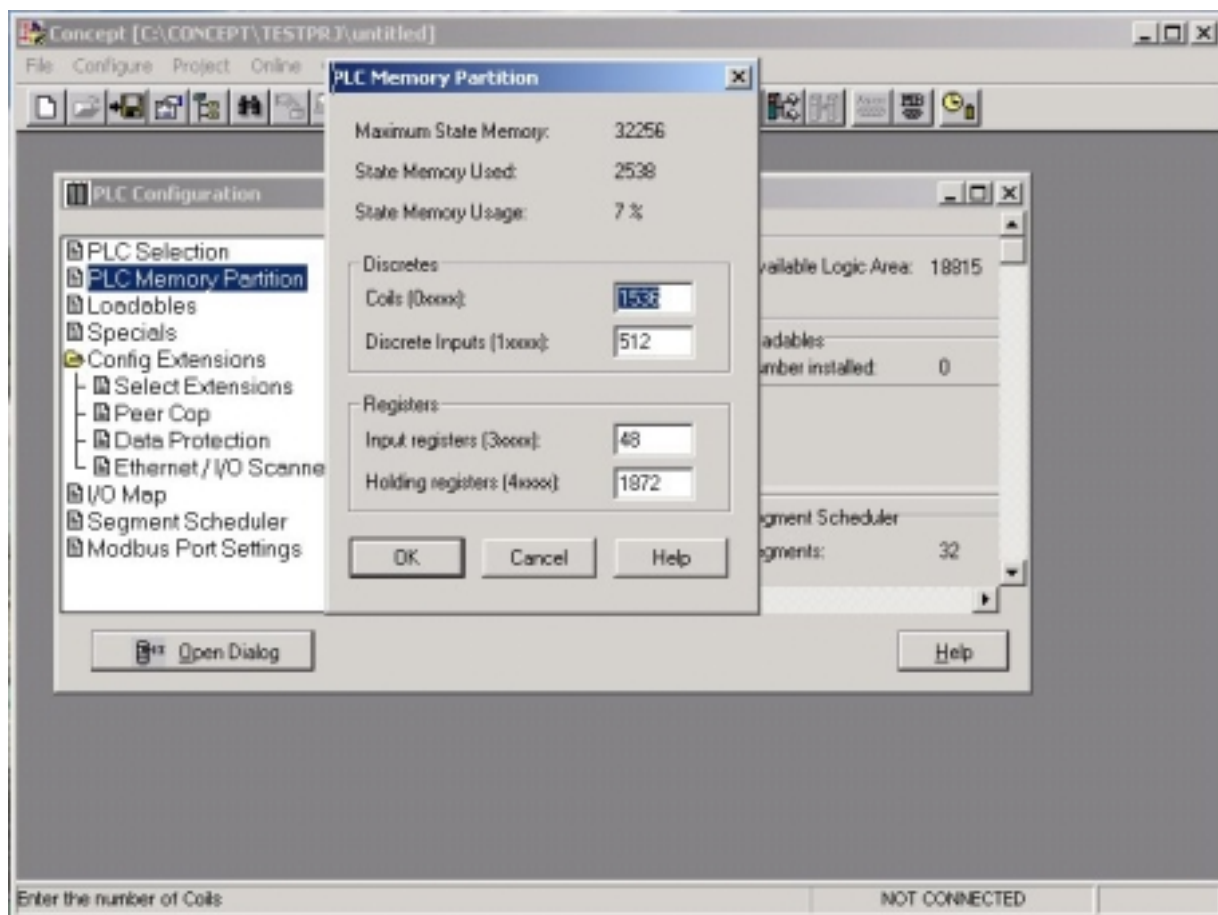


Figura 5.9 Opción para escoger el tipo de partición y algunas otras opciones de memoria para el PLC.

La figura 5.9 muestra la configuración para determinar cómo se manejará la memoria total del PLC, según la necesidad se distribuye de acuerdo a sus tipos de variables y registros internos.

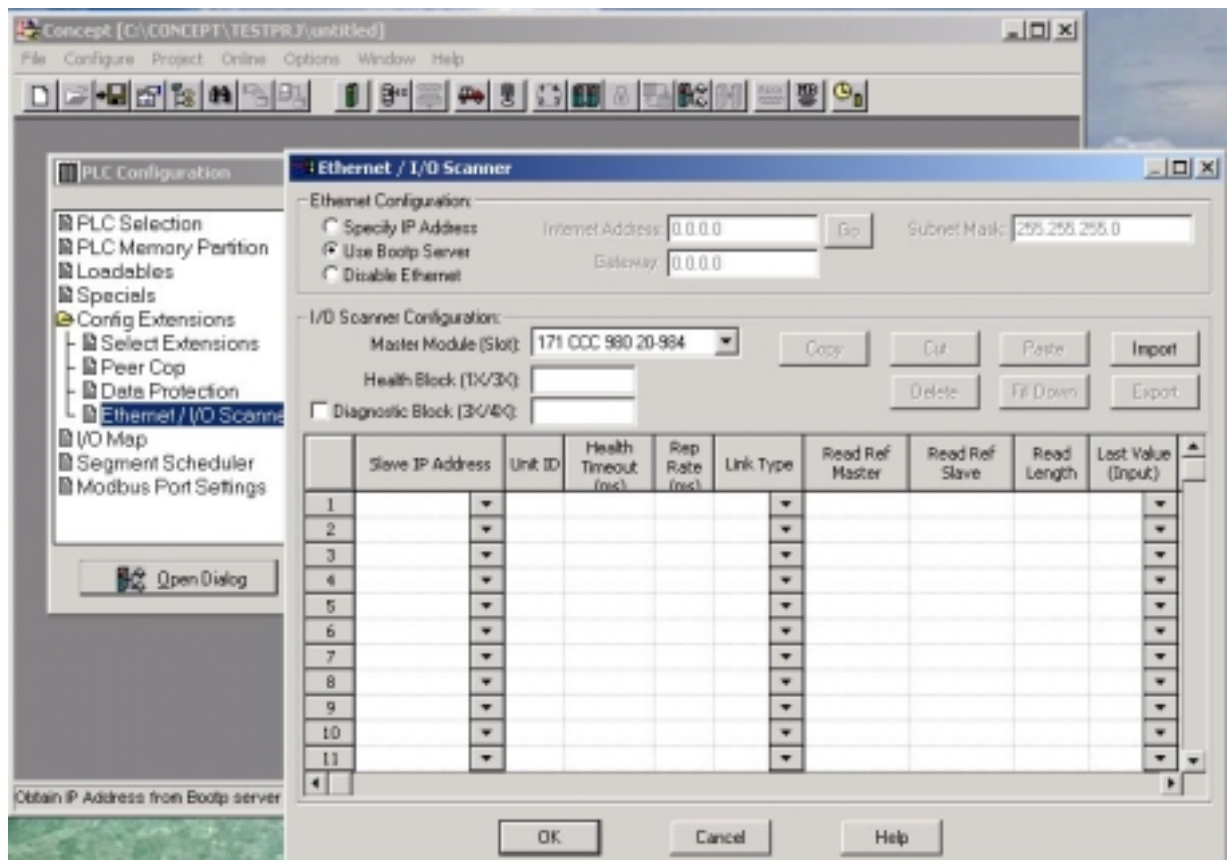


Figura 5.10. Configuración de comunicaciones del PLC.

En la figura 5.10 se muestra la caja de diálogo donde se debe configurar opciones propias del protocolo Modbus sobre TCPIP, tal es el caso de sus dispositivos esclavos, la manera como se obtendrá la dirección IP del PLC y de ser el caso la asignación estática del mismo.

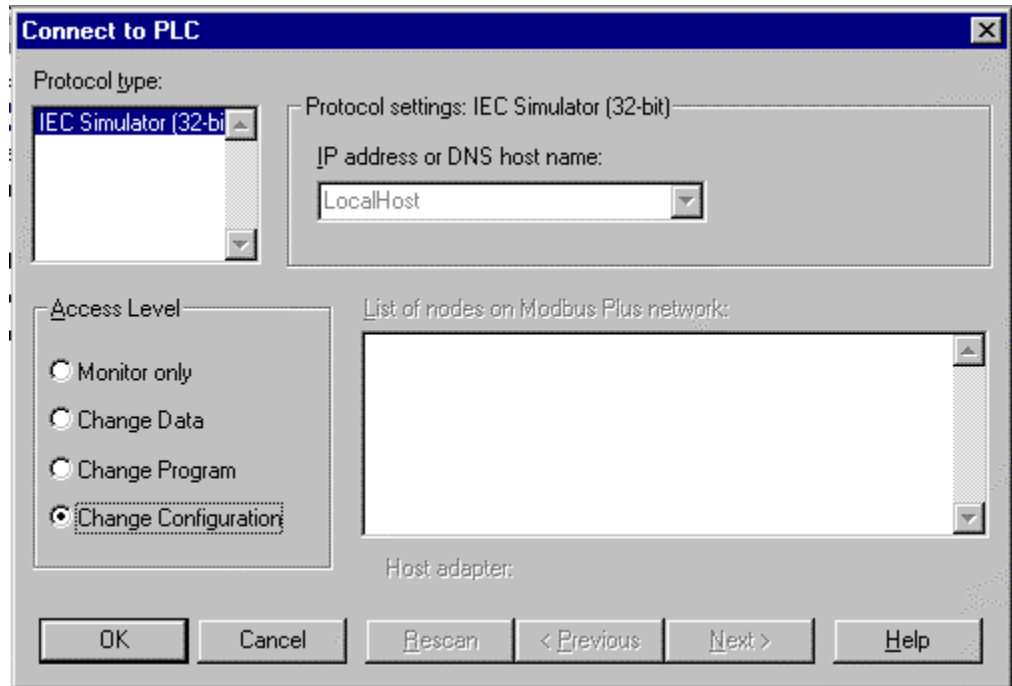


Figura 5.11 Configuración para descargar el programa en un PLC o en el Simulador.

La figura 5.11 muestra la caja de diálogo correspondiente a la configuración que se debe realizar para descargar el programa echo en un PLC, determinado con anterioridad, o bien para bajar este programa en un simulador como se muestra en la figura 5.11 en la cual se configura el protocolo a utilizar en el IEC Simulator 32-bits, ya que en este caso no se trata de un PLC físico sino mas bien de uno en software pero con igual respuesta ante los cambios en las entradas de este.

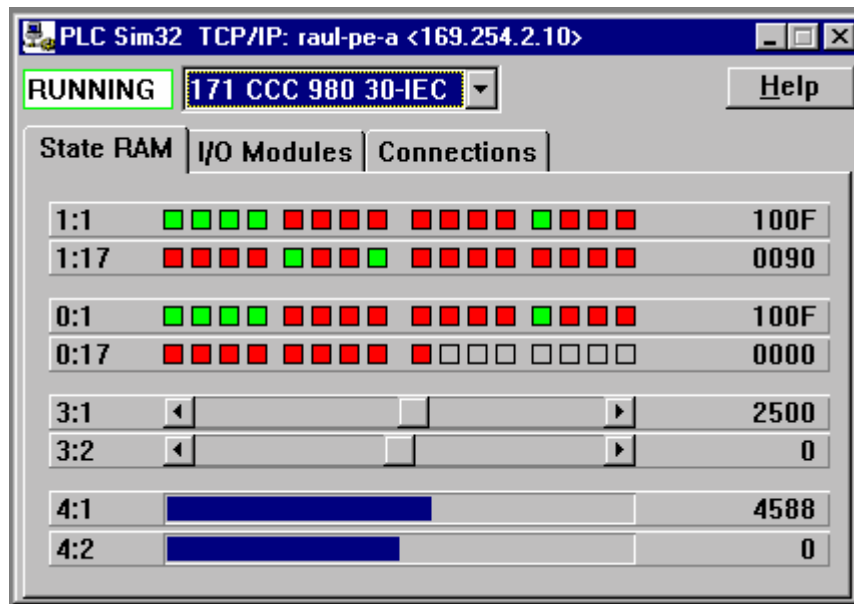


Figura 5.12 Simulador de un PLC por software utilizado en las pruebas.

En la figura 5.12 se muestra la pantalla de interacción del simulador de PLC que se utilizó para realizar las pruebas iniciales de respuesta a entradas y de comunicación con el software de monitoreo. En la parte superior se muestra una serie de cuadros de colores, para los cuales hay una cantidad de estos que son estradas digitales, 1:1-1:17, y otros que representan las salidas digitales, 0:1-0:17. Además se puede verificar la parte analógica ya que hay entradas 3:1-3:2 y salidas 4:1-4:2. La simbología de colores es rojo para 0 lógico y verde para 1 lógico.

También se puede realizar pruebas de comunicación con otros sistemas externos como otra PC, en la cual existe un software de monitoreo, para la cual es configurable el tipo de protocolo como Modbus sobre TCP/IP que fue el utilizado en esta oportunidad. Además es configurable la cantidad y tipo de módulos a utilizar.

5.5 Software de desarrollo para la estación de monitoreo: Intouch 7.1®

El conjunto de aplicaciones de Intouch 7.1® consiste en varios discos con diversas aplicaciones, las cuales se adquieren según sea la necesidad del proyecto.

Para el desarrollo del proyecto se requirió el uso del sistema de confección de pantallas, el sistema de visualización de pantallas y el sistema para realizar el enlace entre las dos anteriores y cualquier dispositivo que se comunique utilizando el puerto Ethernet mediante el protocolo TCP/IP/MODBUS.

Para el uso del Intouch 7.1® se requiere la creación de un proyecto principal, el cual será constituido por dos módulos, la creación de pantalla y la visualización de la misma. La siguiente figura muestra este proceso de manera general.

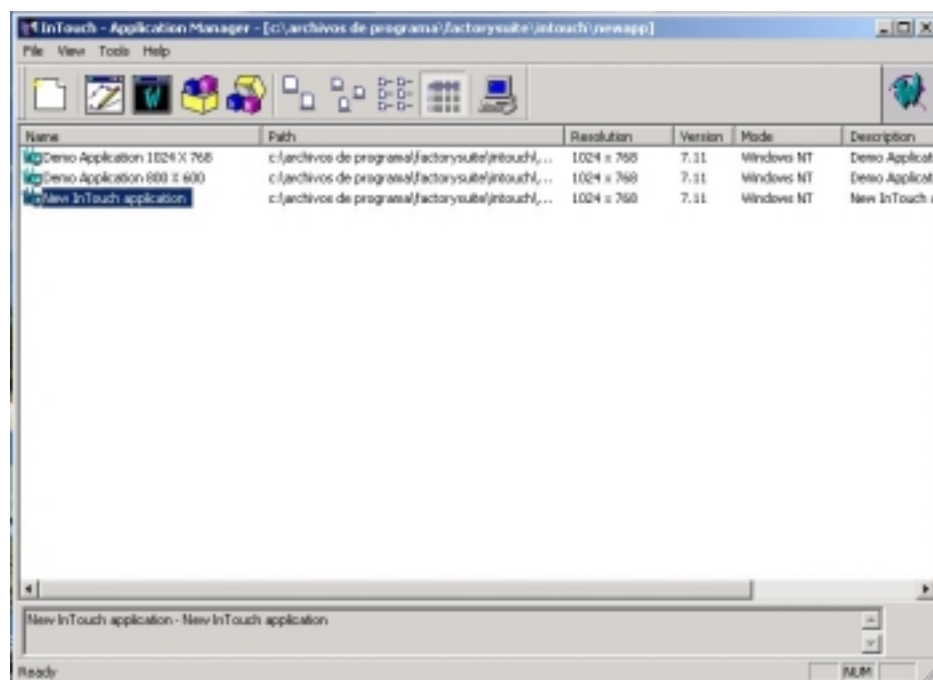


Figura 5.13 Pantalla de inicio del Intouch 7.1®

En la figura 5.13 se muestra el inicio del Intouch®, el objetivo de este tipo de manejador de proyectos es la creación del proyecto como tal, así como de definir algunos parámetros básicos.

El orden para crear una aplicación, la cual luego será protegida mediante el uso de llaves físicas colocadas al puerto paralelo, consiste en la confección de pantallas mediante la aplicación WindowMaker®.

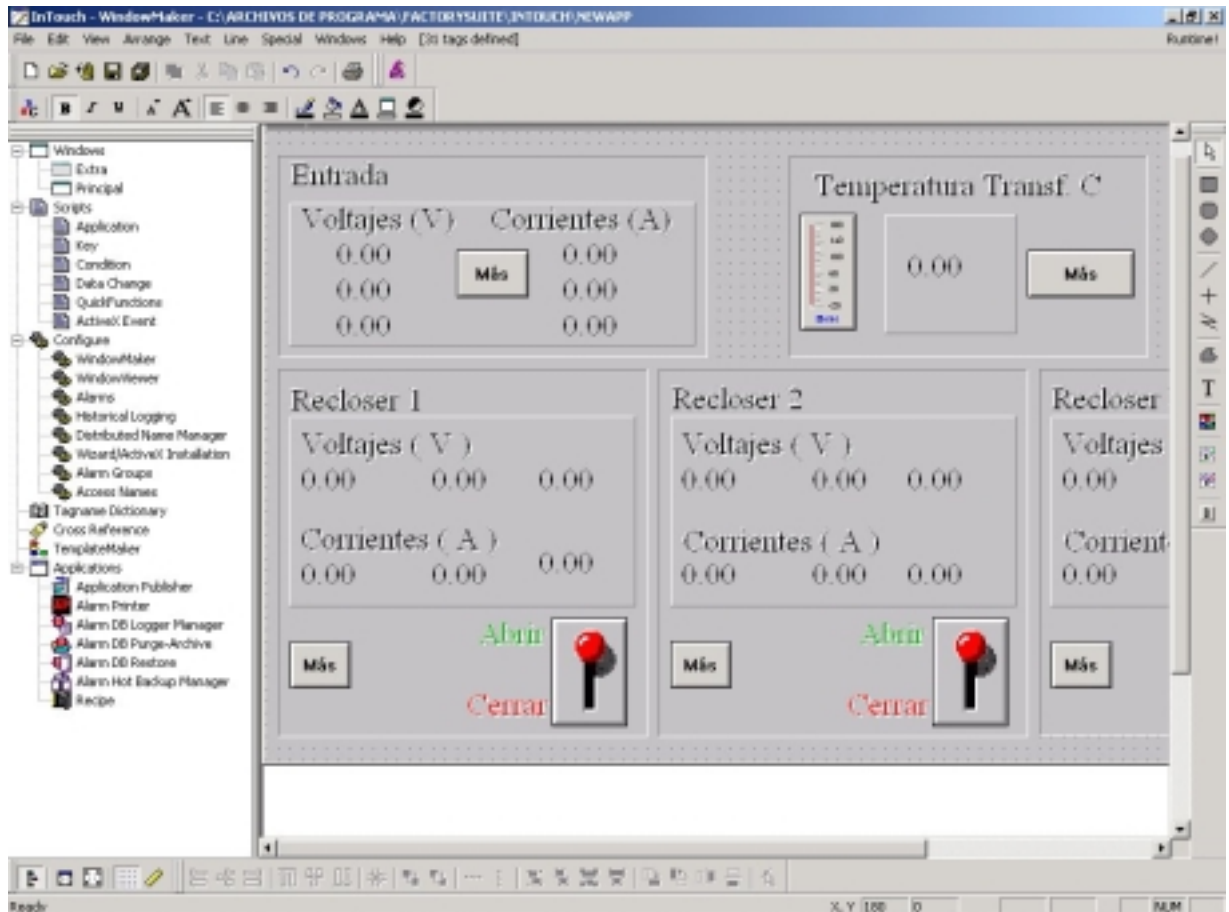


Figura 5.14 Aplicación WindowMaker® y pantalla de pruebas.

Como se muestra en la figura 5.14, en la sección izquierda se muestra un cuadro donde las opciones complejas para confección de pantallas están ubicadas, además se localizan en la barra de tarea los botones de uso común a otras aplicaciones del ambiente tipo Windows® de Microsoft®.

Los pasos para realizar una pantalla básica consisten en:

- a. Creación de una ventana bajo el menú titulado “windows” del cuadro izquierdo, donde se le nombra adecuadamente.

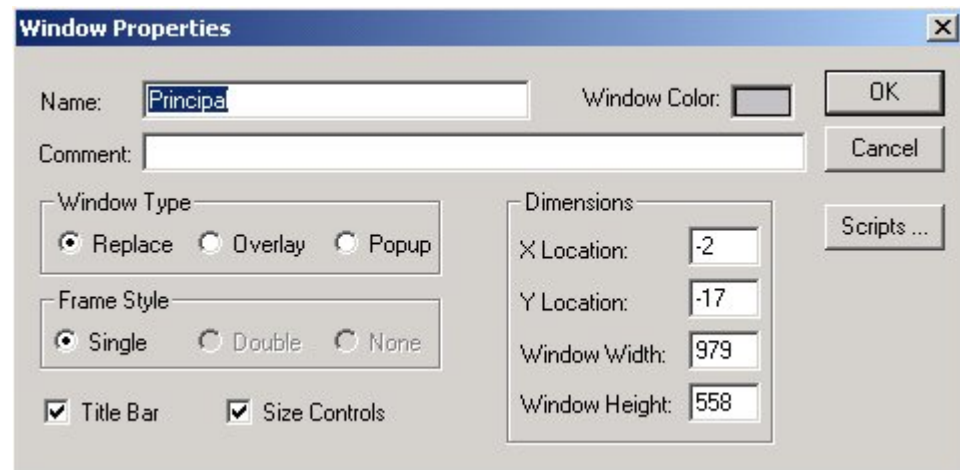


Figura 5.15 Creación de ventana.

La pantalla de creación de ventana, tal y como se muestra en la figura 5.15 cuenta con bastantes opciones que ofrecen en conjunto gran versatilidad.

- b. Inserción de elementos gráficos y de interacción para el usuario.

Gracias a las compatibilidades que ofrecen los sistemas operativos de Microsoft® con aplicaciones desarrolladas por otras empresas, se ha implementado varios métodos para compartir información y elementos entre programas distintos mediante el uso de objetos tipo OPC®, DDE® y Activex®. Intouch 7.11® ofrece la posibilidad de importar objetos tipo Activex® provenientes de otros programas, además cuenta con un ayudante propio para insertar en las pantallas los objetos internos del mismo.

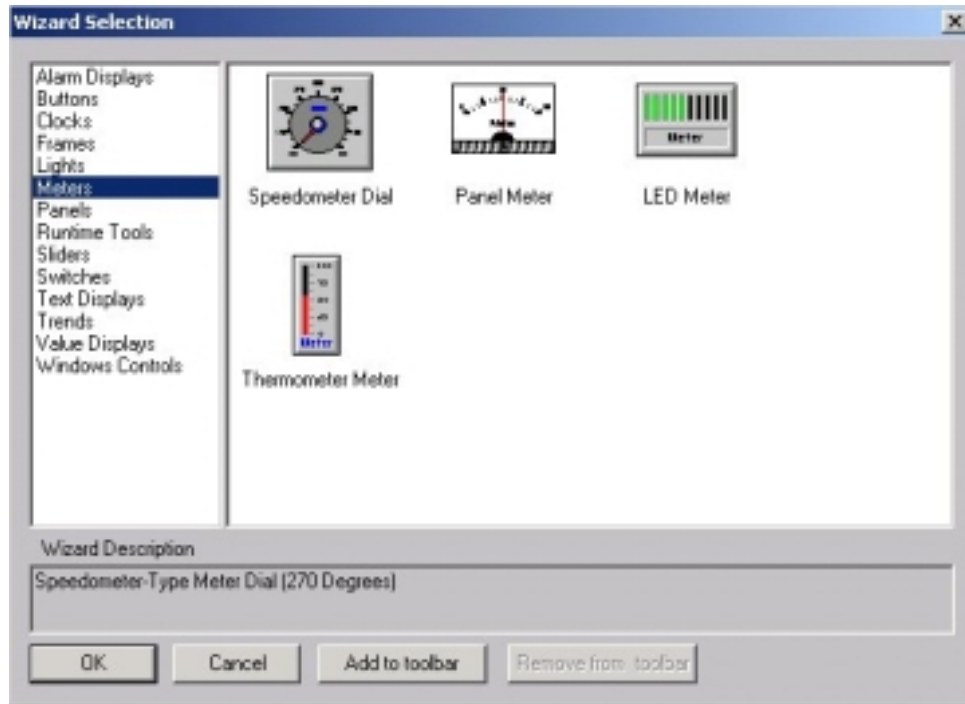


Figura 5.16 Opciones para la creación de ventana.

- c. Programación de eventos ligados a los elementos gráficos anteriormente mencionados.
- d. Creación de rutinas necesarias para la ejecución de acciones requeridas, dentro de la sección titulada “Scripts”, debe aclararse que la declaración de variables es interactiva y basta con mencionarlas en esta sección. El sistema cuenta con 6 tipos de eventos básicos de interacción y toma de decisiones por parte de las rutinas a programar: aplicación, tecla, condición, cambio de datos, funciones rápidas y eventos Activex®.

Las siguientes figuras demuestran las propiedades básicas de los tipos de eventos que se manejan dentro de la creación de las aplicaciones o pantallas.

d.1 Aplicación

Este evento cuenta con tres sub-eventos que le permiten efectuar acciones al iniciar el programa, al cerrar el programa y mientras se ejecuta. El lenguaje de programación es muy similar a Turbo Pascal en algunos tipos de sintaxis.

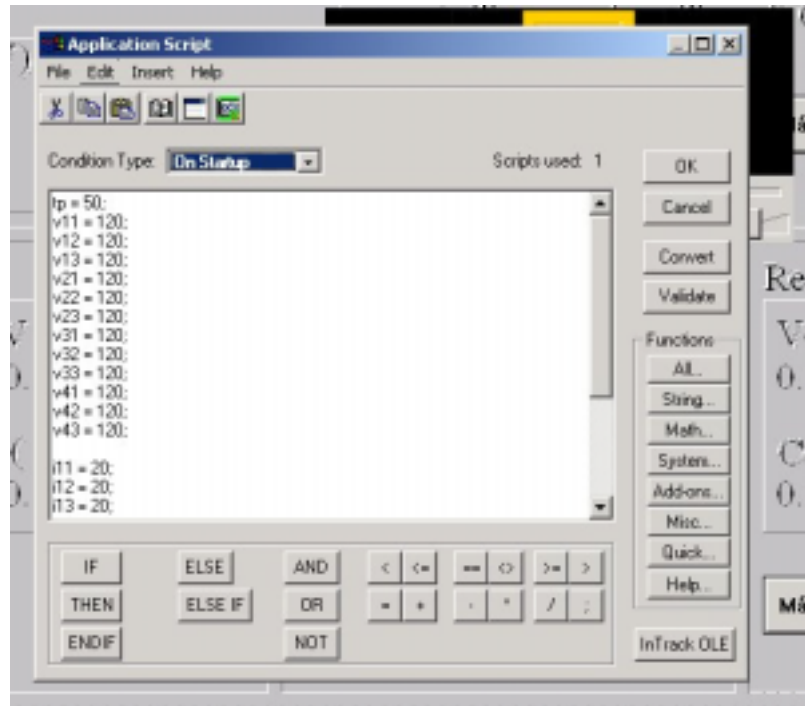


Figura 5.17 Menú de programación para condiciones.

En la figura 5.17 se puede observar la facilidad gráfica que presenta este tipo de programa. La declaración de variables se hace al mencionar su nombre y luego presionar el botón "Validate".

d.2 Tecla

Este evento cuenta con tres sub-eventos que permiten ejecutar acciones mientras se presiona la tecla, al momento de presionarla e incluso al momento de soltar la tecla.

d.3 Condición

Este evento cuenta con cuatro sub-eventos que permiten ejecutar acciones mientras la condición sea verdadera, sea falsa, se mantenga falsa y se mantenga verdadera.

d.4 Cambio de datos

Este evento cuenta con una caja de edición donde se debe escoger la variable (tagname) que estará siendo evaluada ante un cambio de datos.

d.5 Funciones Rápidas

Este evento cuenta con una caja de edición donde se debe nombrar la función a crear, seguido de segmentos para ingresar el nombre y tipo de parámetros que deben ser procesados por la función.

Dentro de las opciones de aplicación se encuentran facilidades para eventos de alarma, publicación de programa y otros que presentan posibilidades útiles en la confección de pantallas.

El siguiente paso para lograr el uso de las pantallas o aplicaciones hechas en WindowMaker® consiste en la utilización de WindowViewer®, donde se utiliza la aplicación en modo de lectura.

5.6 Software SCADA para el sistema total en JASEC

La aplicación desarrollada contiene diferentes pantallas, las que son accesibles por medio de diversos métodos, ya sea por medio del menú principal ubicado a la izquierda de la pantalla o por medio de los íconos correspondientes a cada dispositivo.

La pantalla principal consta de tres secciones, la primera es un menú con diversas opciones para acceder la información total de la red eléctrica, la segunda consiste de una barra de información donde se despliegan algunos valores de comunicación y la tercera es la pantalla donde se muestra la información requerida.

Al activarse el software, en la pantalla principal se muestra el diagrama unifilar principal de JASEC, esto es una muestra gráfica del estado de los dispositivos más importantes de generación y distribución de energía eléctrica dentro de la red de JASEC. Se hace de esta manera para facilitar el diagnóstico ante una anomalía o falla en algún punto estratégico que puede ocasionar problemas en ese y otros sectores importantes.

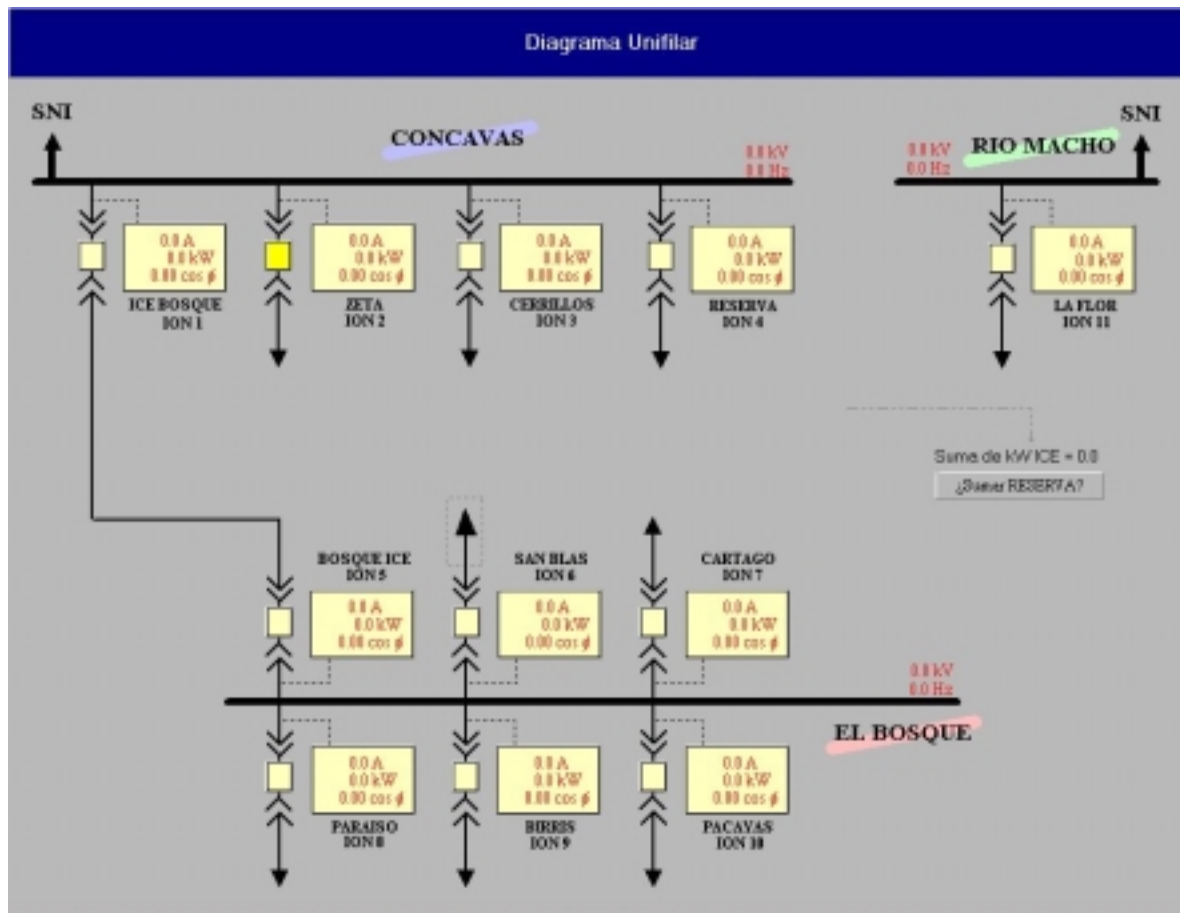


Figura 5.18 Diagrama unifilar principal del sistema SCADA de JASEC.

La figura 5.18 muestra el diagrama unifilar del sistema, de manera muy gráfica y de un análisis sencillo.

Dentro de las opciones que presenta el sistema, se cuenta con la facilidad de hacer un clic en cada cuadro o centro de información en la pantalla y así poder observar de manera más amplia la información pertinente.

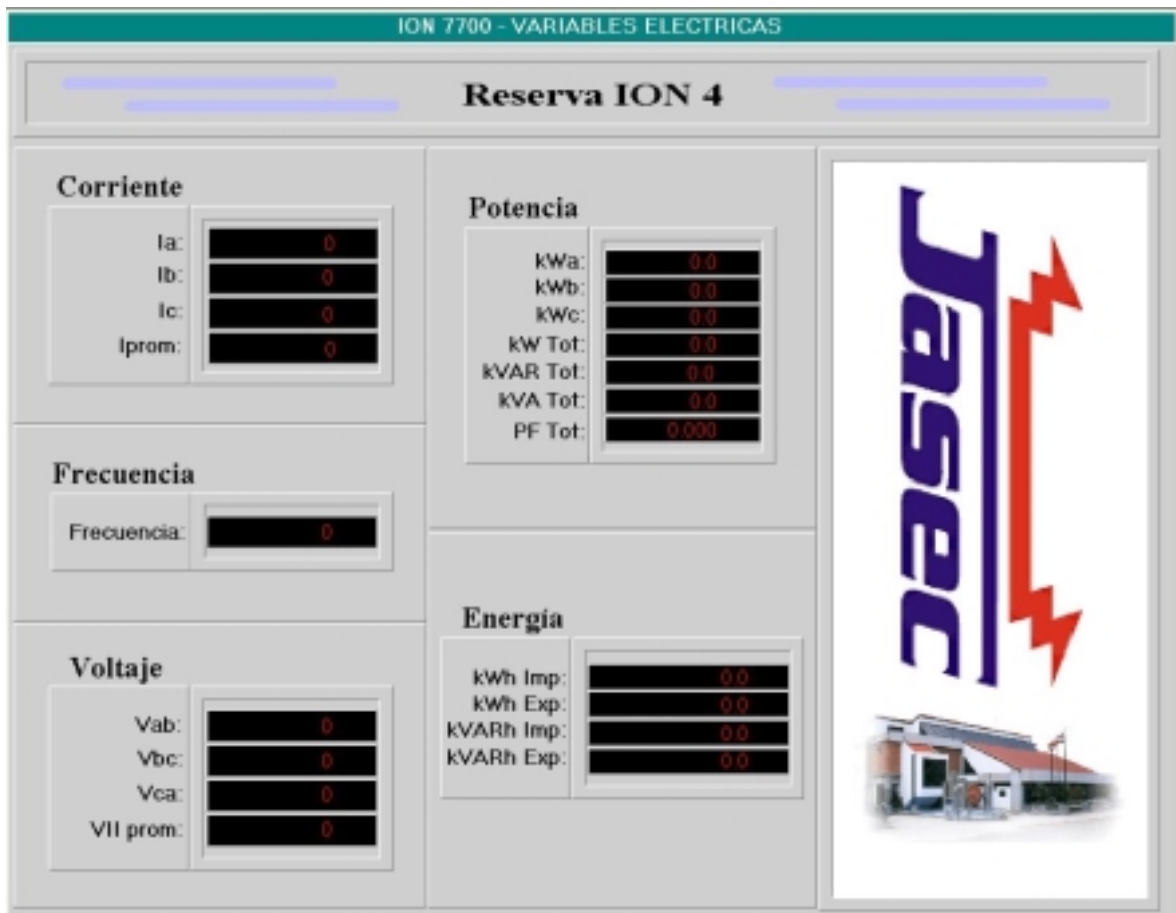


Figura 5.19 Pantalla de visualización del estado de variables en el SCADA de JASEC.

La figura 5.19 muestra toda la información que se puede obtener actualmente de los dispositivos de medición ubicados estratégicamente en diversas zonas o sectores de la red eléctrica de JASEC.

Dentro de las opciones más importantes, se cuenta con una sección diseñada específicamente para la verificación del estado de las comunicaciones entre dispositivos, importante para diagnosticar posibles fallas en el sistema.

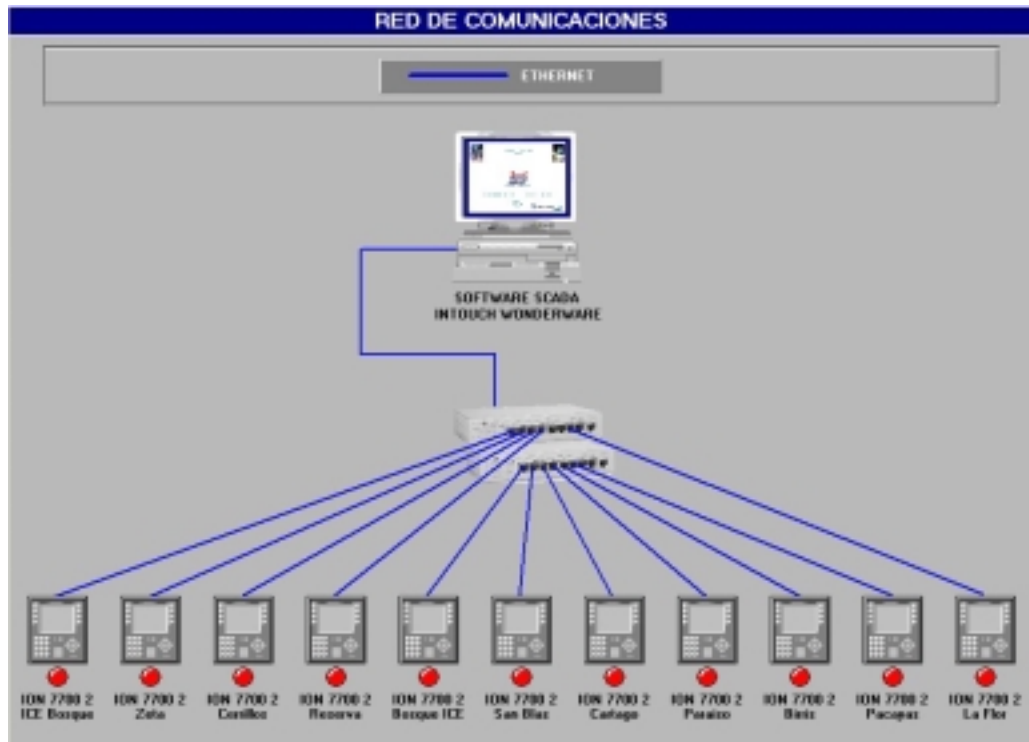


Figura 5.20 Diagrama del sistema de comunicaciones del sistema SCADA de JASEC.

La figura 5.20 muestra detallada y explícitamente el estado de las comunicaciones entre los dispositivos principales.

Refiriéndose a la subestación eléctrica de San Blas, se han implementado opciones muy similares al sistema general, con el fin de mantener uniformidad visual en el sistema SCADA de JASEC.

Dentro del sistema, se cuenta con seis tipos de pantalla en las que se muestra información exclusiva a la subestación de San Blas.

1. Diagrama unifilar y control de reconectadores.

De igual forma que el sistema principal, para la subestación se desarrolló un diagrama unifilar, lo que permite un fácil y rápido análisis del estado general de todos los equipos de medición, control y comunicaciones ubicados dentro de la subestación.

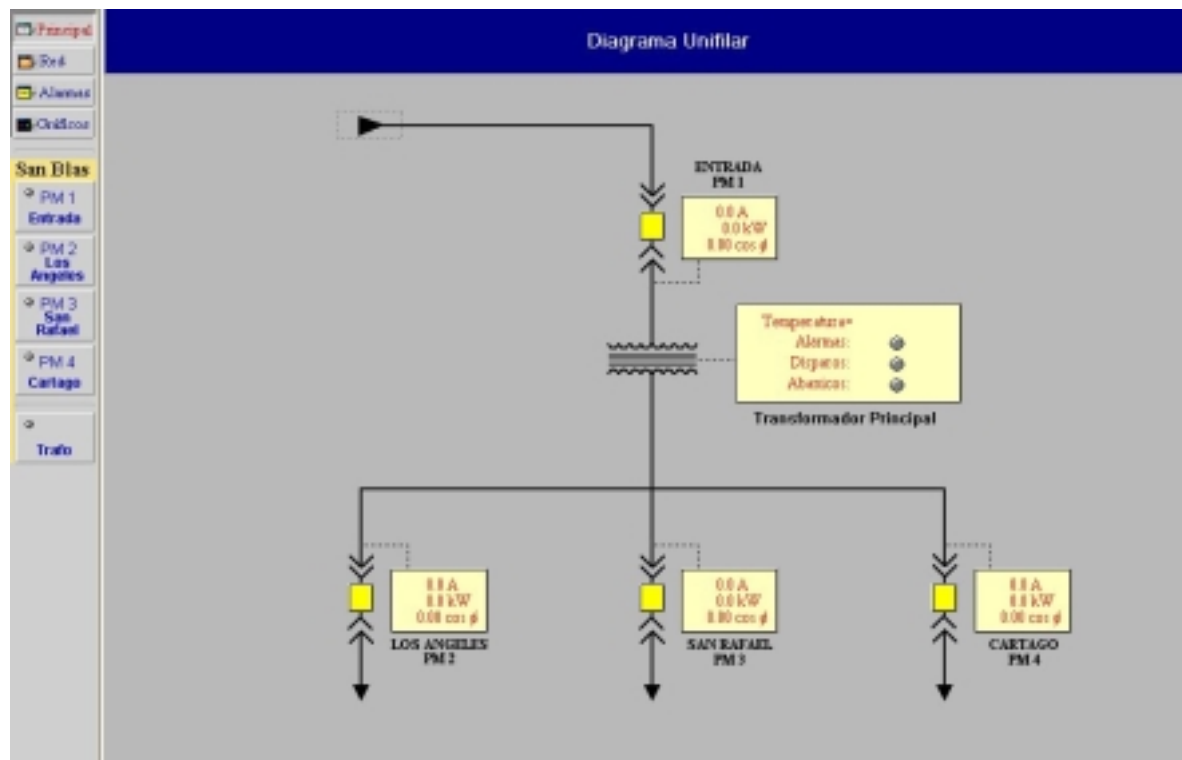


Figura 5.21 Diagrama unifilar del sistema SCADA de JASEC.

La figura 5.21 muestra la pantalla en donde a nivel gráfico y general se puede observar el estado de los equipos, muestra la información más relevante y además permite el control de los cuatro reconectadores involucrados.

2. Red interna de equipos en San Blas.

Para efectos de diagnóstico y uniformidad, se incluye una pantalla que muestra la arquitectura del sistema de monitoreo y control en la subestación de San Blas.

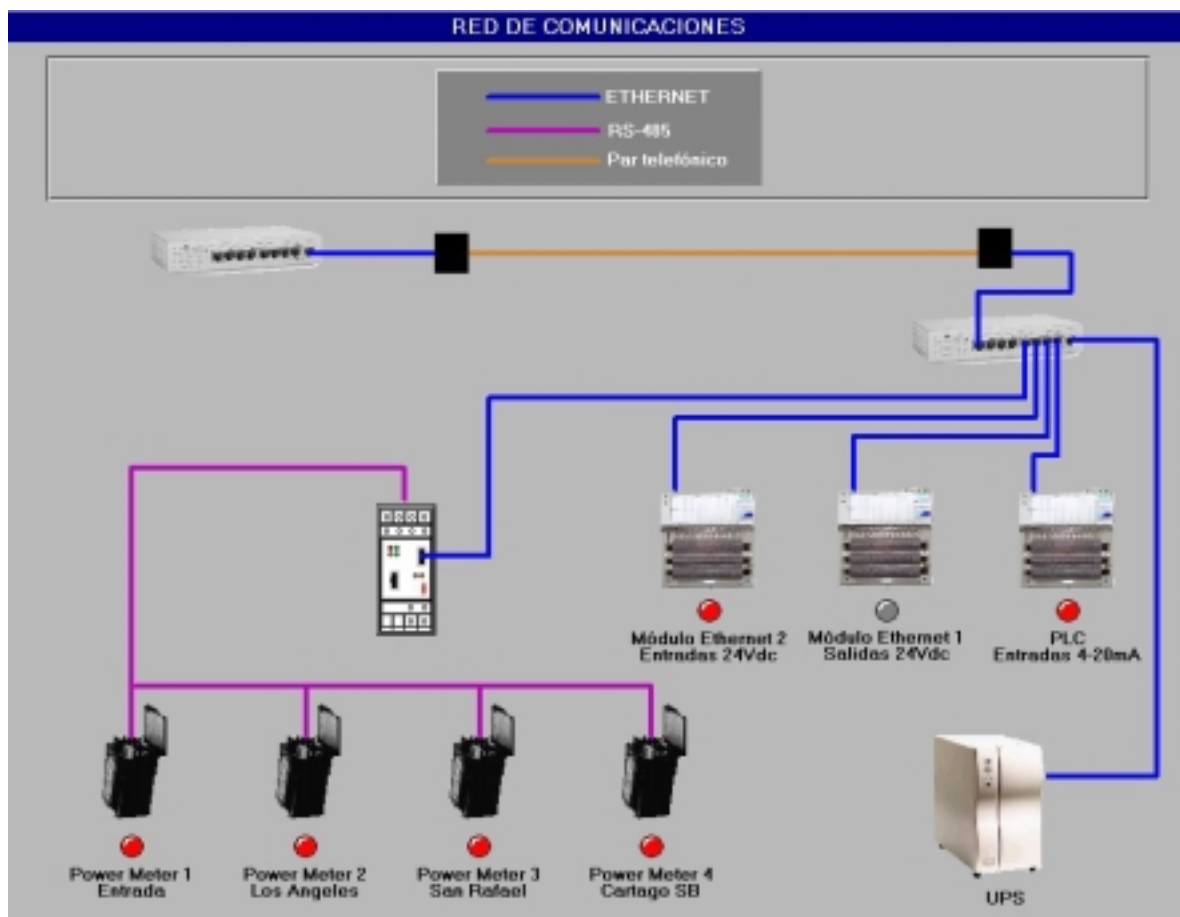


Figura 5.22 Diagrama unifilar del sistema SCADA de JASEC.

La figura 5.22 muestra la pantalla en donde se puede comprobar el estado de las comunicaciones entre los dispositivos que permiten el monitoreo y control de la subestación.

Además muestra gráficamente la arquitectura propia del sistema en la subestación.

3. Información de los medidores de variables.

Con el fin de obtener la mayor información posible del estado de las líneas de distribución, se instala medidores de variables que permiten una lectura sencilla y dan una gran cantidad de información. Las pantallas que muestran esa información para cada uno de los cuatro medidores de variables son idénticas, únicamente que se identifica la correspondencia hacia el circuito de San Rafael, Los Ángeles, Cartago y el de la entrada principal a la subestación.

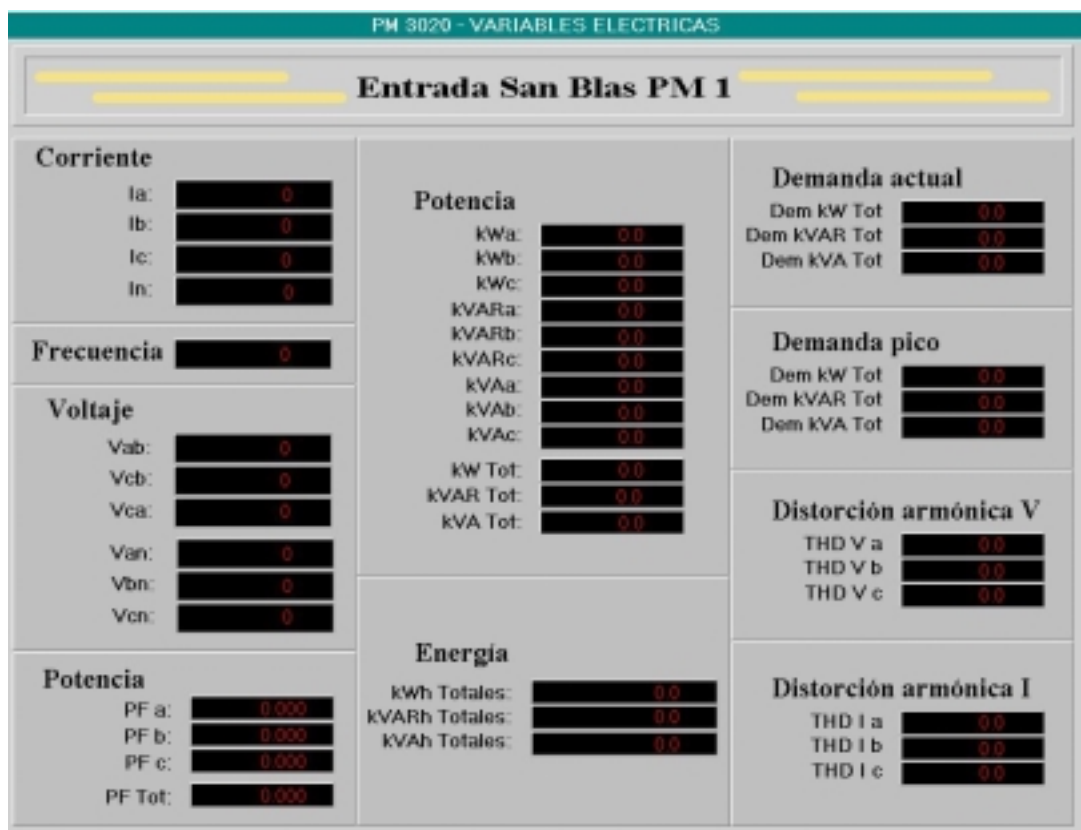


Figura 5.23 Pantalla de información específica correspondiente al circuito de entrada de la subestación de San Blas.

En esta figura 5.23 se muestra la pantalla que ofrece toda la información obtenida a través del medidor de variables ubicado en el circuito de entrada de la subestación de San Blas.

4. Información referente al transformador.

Con respecto al transformador y los parámetros que se miden para dictaminar su debido funcionamiento y prevenir una posible falla, se ha creado una pantalla en la que se pueden apreciar todas las variables de importancia.



Figura 5.24 Pantalla de información específica correspondiente al transformador principal ubicado dentro de la subestación de San Blas.

En la figura 5.24 se muestran los estados de ciertas variables que conciernen al buen funcionamiento del transformador, así como el monitoreo de los estados de alarma y disparo con los que cuenta el mismo.

5 Gráficos de tendencias.

Como complemento al sistema SCADA y para facilitar el análisis gráfico de los sucesos que ocurren en la subestación de San Blas, se incluye una pantalla dedicada a la creación interactiva de gráficos de tendencias.

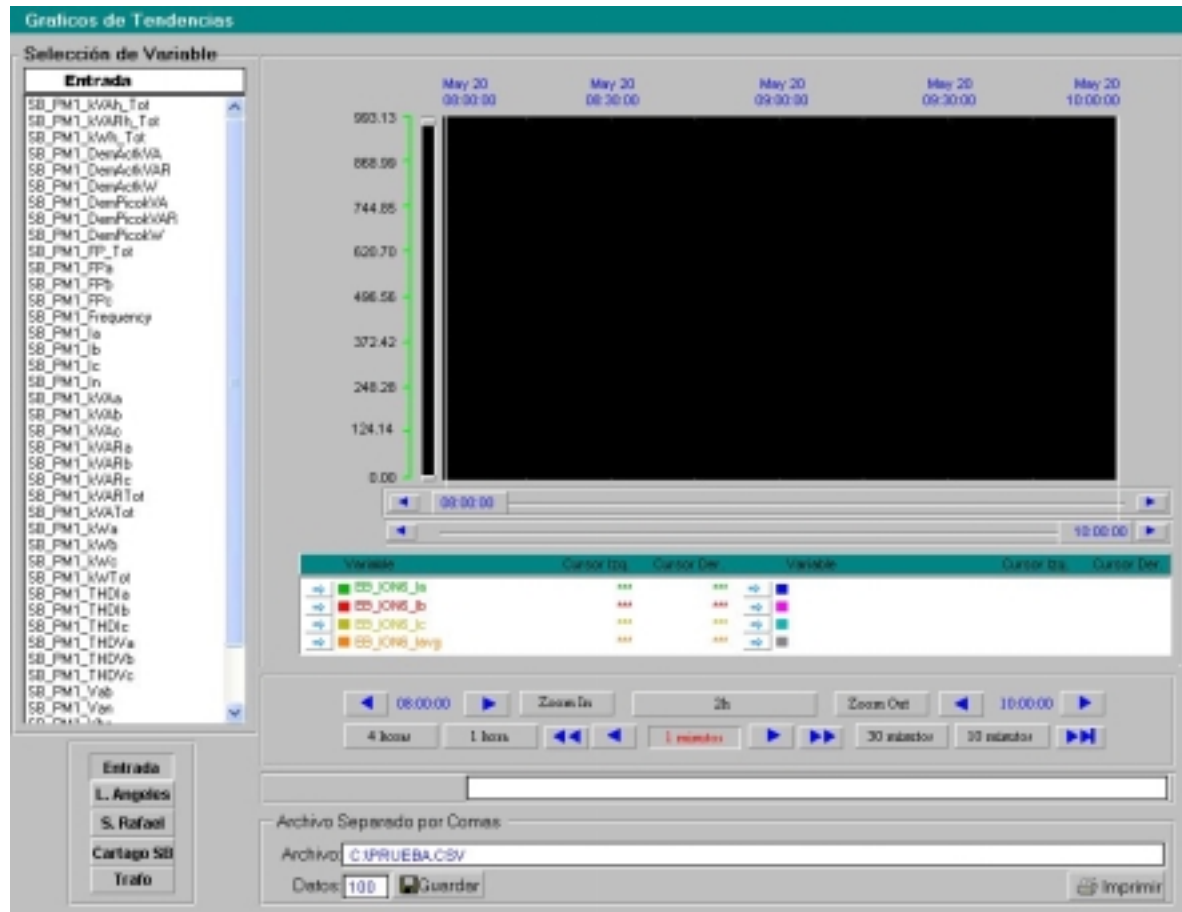


Figura 5.25 Pantalla para la graficación interactiva de ciertas variables correspondientes a parámetros de funcionamiento de la subestación de San Blas.

La figura 5.25 muestra la pantalla que permite la graficación de tendencias de la mayoría de variables importantes cuyo monitoreo visual puede facilitar el análisis y la prevención de fallas en algún componente del sistema o bien prevenir fallas propiamente del sistema de distribución de energía eléctrica.

6 Alarmas del sistema.

Debido a que los sucesos o eventos que caracterizan las fallas en el sistema de distribución se dan en instantes de tiempo muy pequeños, es necesario contar con la opción de guardar archivos de eventos, los cuales pueden ser analizados posteriormente para tomar las medidas de acción más adecuadas.

ALARMAS DEL SISTEMA					
Date	Time	State	Oper	Cat.	Val
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico FIC_CONN	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Se apagó el abanico 1 del Trafo en San Blas	off
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Se apagó el abanico 2 del Trafo en San Blas	off
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Se apagó el abanico 1 del Trafo en San Blas	off
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el FM4	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el FM3	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el FM2	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el FM1	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el EM1	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico EtenModul1_CONN	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el EM2	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico EtenModul2_CONN	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el FM3	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico Cartago_CONN_FM4	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico Crafa_CONN_FM3	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico IA_CONN_FM2	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico Estrada_CONN_FM1	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M3	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el 10M10	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M11	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M10	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación entre el Hbnet y el 10M11	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M1	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M2	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M4	Falla
16 Apr 2002	03:09:32 p.	UNACK		Comunicación con el tópico HSENET_10_CONN_10M5	Falla

Update Successful

Tipo de Alarma
☒ Presencia
☐ Históricas

Filtro de Alarmas:
☐ Todas
☒ El Bosque
☐ San Blas

Reconocer Alarmas
 Reconocer las Alarmas Seleccionadas

Figura 5.26 Pantalla para la visualización del estado de las alarmas del sistema de control y monitoreo de la subestación de San Blas.

En la figura 5.26 se muestra el estado de cada una de las alarmas, para esto se tiene la información de cual alarma es la hora, fecha y de cual reconectador. Según el fallo o daño la alarma parpadea o cambia de color. Además se puede obtener un recorte o histogramas de estas.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS Y RESULTADOS

6.1 Explicación del Diseño

Como se ha mencionado la solución que se implementó consiste en la automatización de la subestación San Blas, en la cual se integraran varios módulos para atacar diferentes partes del problema. Entre estos se dan una serie de interconexiones por medio de las señales de control, adquisición de datos, monitoreo o comunicaciones. A continuación se presenta un diagrama, [figura 6.1](#), que resume en forma general la arquitectura de diseño que se implementó para poder llevar a cabo el correcto desarrollo y funcionalidad del proyecto.

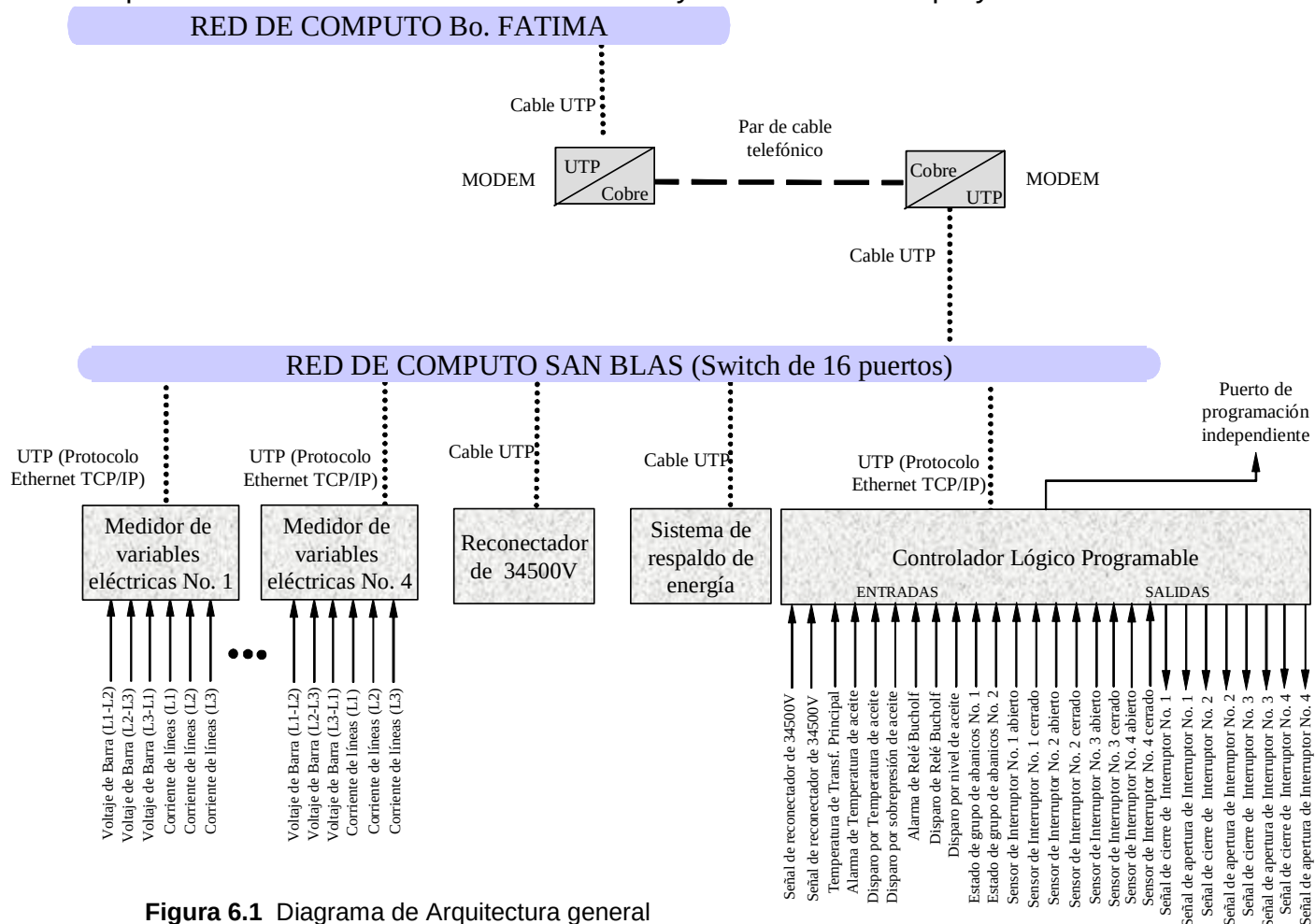


Figura 6.1 Diagrama de Arquitectura general

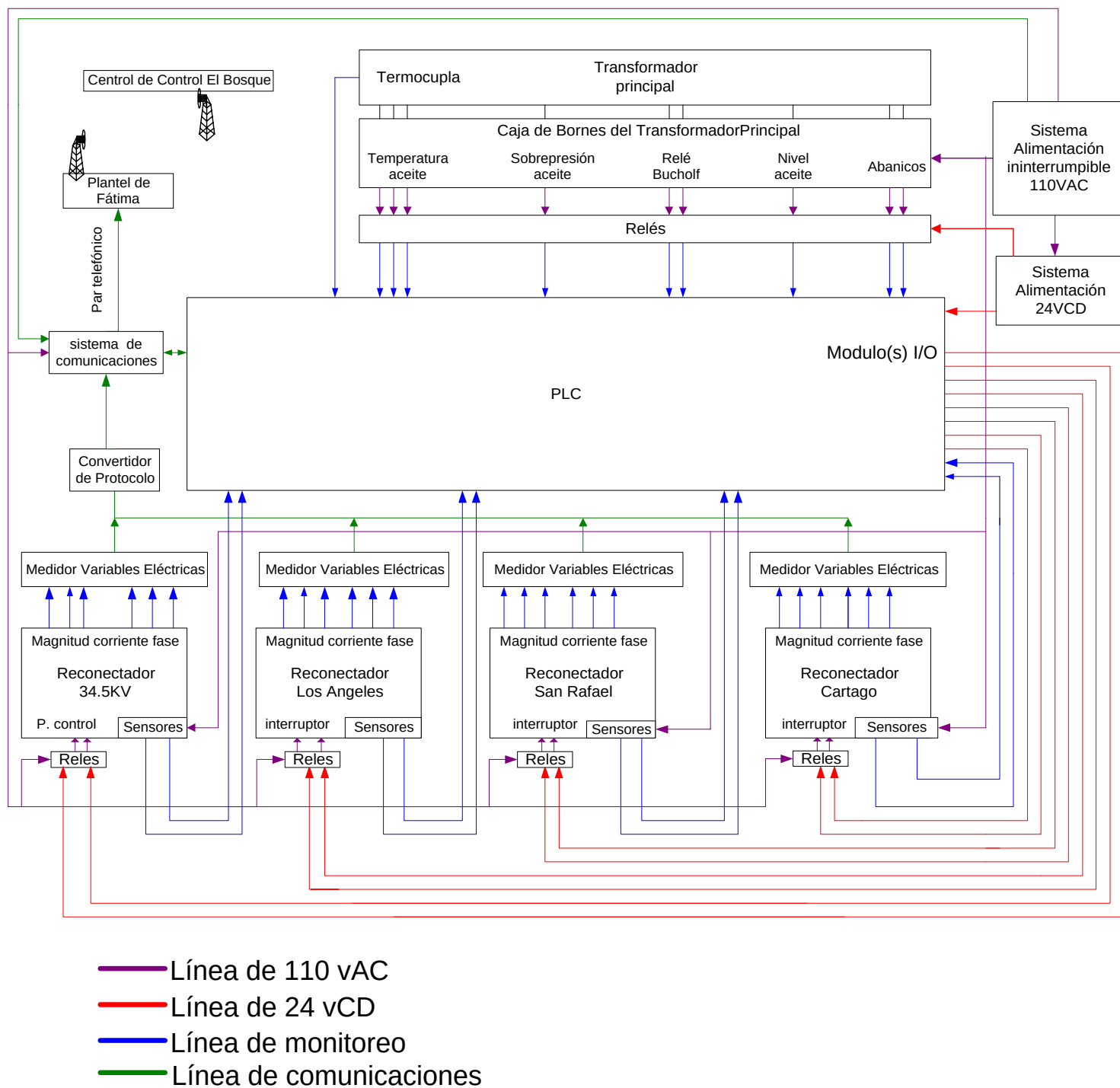


Figura 6.2 Diagrama de señales involucradas

En el diagrama de la figura 6.2, se muestra detalladamente cada una de las señales que se presentarán dentro de la subestación eléctrica reductora de San Blas, así como los dispositivos que se interrelacionarán.

Para el tratamiento del proyecto, la solución se dividió en tres etapas, como se puede observar en los diagramas anteriores, una de las cuales abarca el área de adquisición de datos de parámetros de todos los elementos involucrados y control de la apertura y cierre de los reconectadores, figura 6.2; la otra etapa constituye el área que refiere al gabinete de control, el cual funcionará como punto común y concentrador de toda la información para ser enlazada a la siguiente etapa, por último se hará la integración a la red SCADA de JASEC, donde se realizará el monitoreo y control remoto de las señales adquiridas en la etapa anterior.

6.1.1 Adquisición de parámetros.

Como se mencionó anteriormente la etapa de adquisición de datos, se subdivide en la información de reconectadores y la del transformador.

6.1.1.1 Adquisición de parámetros y control de reconectadores.

Para la adquisición de datos de cada una de las tres fases de corriente y el voltaje de línea en los reconectadores se colocará un medidor de variables eléctricas Power Meter de Schneider Electric del tipo [PowerLogic PM-600](#)⁶, ya que este acepta entradas de 0-5 amperios AC y voltajes de 0-480VAC. Las señales de corriente son tomadas después de los transformadores de corriente para obtener un valor de 5 A AC, estas son las mismas señales que se tienen para realizar en la actualidad la visualización por medio de medidores analógico, sin embargo estos serán reemplazados por los nuevos medidores y se colocarán a menos de un metro de la estructura de cada reconectador, dentro de gabinetes cerrados para la intemperie, en el caso del voltaje JASEC se encargó de que a la entrada de cada medidor se obtuviera al sensar el voltaje de línea un valor máximo de 120 V AC por reconectador. La salida de estos medidores es un puerto de comunicación RS-485 para protocolo Modbus RTU, por lo que es necesario implementar una red RS-485 que se conecte a un convertidor de protocolo Modbus RTU sobre RS-485 a Modbus TCP/IP sobre Ethernet que se encontrará en el gabinete de control dentro de la caseta ubicada en la

⁶ PowerLogic PM-600 : Ver anexo B.4

subestación, con el fin de integrar los medidores a la red Ethernet TCP/IP y de este modo lograr la lectura desde el Centro de Control El Bosque.

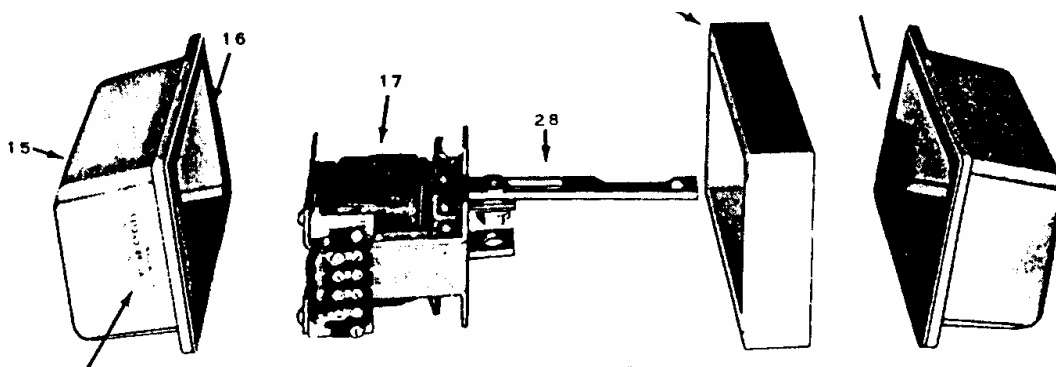
El protocolo Modbus se eligió puesto que es uno de los protocolos más usados por los fabricantes de equipos de medición industrial, por esa razón JASEC ha adoptado este protocolo.

La parte de control de cierre y apertura de los circuitos se realizará utilizando parte de los elementos propios de cada reconectador, ya que ellos cuentan en la parte superior con una pequeña cámara que guarda un solenoide, como se puede observar en la [figura 6.3a](#), que está sujeto mecánicamente a la palanca o sistema actual que acciona el circuito, [figura 6.3b](#). El solenoide cumple la función de cerrar el circuito luego de que este es abierto mecánicamente cuando se presentarse alguna falla. Su accionamiento se da cuando es energizado con voltaje AC.

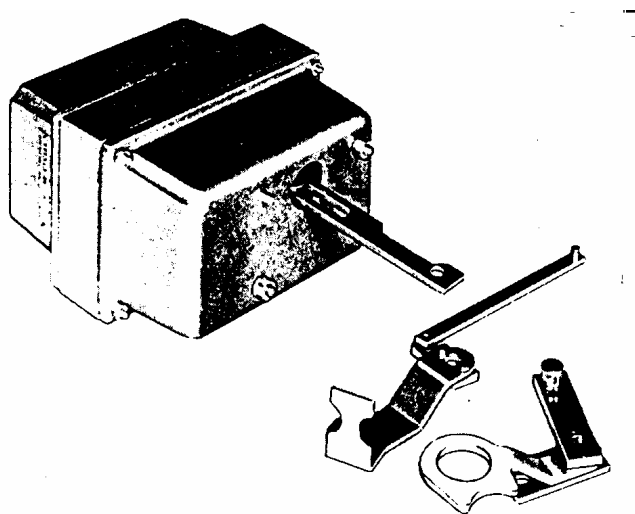
Para implementar el sistema de cierre y apertura se colocará un solenoide similar en complemento con el actual, que se integra mecánicamente a la palanca. De este modo cuando se desee cerrar o abrir el circuito simplemente se tendrá que energizar uno u otro solenoide según corresponda. Para lograr su accionamiento se dispondrá de líneas de alimentación de voltaje AC que saldrán del gabinete de control instalado en la caseta hacia los terminales de cada actuador. Dentro del gabinete de control se instalará un relé de interposición que será controlado por un PLC, como se puede observar en la [figura 6.2](#) que muestra las señales de control e interconexión con el controlador lógico programable, cuando la señal de control seleccione que acción se debe tomar entonces cerrará los contactos correspondientes al relé indicado, dejando pasar el voltaje AC a través de estos y llegando hasta los terminales del solenoide correspondiente.

Como parte de los datos a monitorear en los reconectores se encuentra el estado de la palanca antes mencionada. Cada reconectador tiene otra pequeña cámara donde hay una serie de contactores, que cierran según donde se encuentre la palanca. Para llevar a cabo esta parte se enlazará esta serie de contactores, por medio de cableado eléctrico a las entradas del PLC dentro del gabinete de control, así mismo cada uno de estos contactores se alimentarán y

en el momento que estén en una posición fija se cerrara el contacto y el PLC podrá registrar y monitorear el estado de la palanca y transferir la información remotamente.



a. Estructura interna de la cámara



b. Sistema mecánico sujeto a la palanca

Figura 6.3 Sistema actual de cierre y apertura del circuito

6.1.1.2 Adquisición de parámetros del Transformador.

En el transformador la captura de los datos se realizará de dos formas distintas ya que se cuenta con datos discretos y analógicos. Para el monitoreo de los parámetros discretos se cuenta en el transformador con una serie de contactores que se cierran al producirse una alarma o disparo en cualquiera de los valores sensados. Hay que notar que el transformador cuenta externamente con una caja de bornes, donde se presentan los terminales de cada uno de los parámetros a medir, como se puede observar en la [figura 6.4](#) que muestra la configuración de los contactores. Para realizar el monitoreo de estos datos se conectará directamente cada terminal de la caja de bornes del transformador con las entradas del PLC. La única excepción se da en el caso del estado de los abanicos, ya que al cerrar este contacto se requiere que el voltaje de contacto sea mayor al que se está manejando desde el gabinete de control; por lo que se hace necesario colocar un relé dentro del gabinete y este al PLC.

Para manejar el monitoreo del parámetro analógico, temperatura del aceite, se colocará una termocupla acoplada con un transductor, para que se obtenga un rango de salida de 4 a 20 mA. Esta señal de salida de la termocupla se conectará directamente al modulo analógico del PLC



Figura 6.4 Caja de conexiones de terminales en el transformador

6.1.2 Gabinete de control.

Una vez que se tiene sensado cada uno de los parámetros de los principales elementos que constituyen la subestación, se realizará el cableado de conexión de cada una de las señales a monitorear a un gabinete de control que se ubicará dentro de la caseta. En este se tendrá como entrada cada una de las señales de sensado y la alimentación. Como salidas contará con las señales de control de los circuitos, la conexión a la red y las líneas de alimentación para los equipos de adquisición de datos y otros.

Dentro de este gabinete cerrado se colocará una Unidad de Potencia Ininterrumpible de 2000VA marca MGE® y modelo [Pulsar EX de Schneider Electric®](#),⁷ para suministra energía a dispositivos como PLC, relés y equipos de comunicación; además suplirá a los equipos de medición. Sin embargo la idea principal para colocar esta UPS es la de proveer respaldo de aproximadamente 180 minutos para todos los equipos del gabinete de control y los medidores de variables eléctricas. También se pondrá un [PLC modelo Momentum®](#)⁸ de Modicon®, con suficientes entradas analógicas y digitales, con un puerto de comunicaciones Ethernet para protocolo Modbus® TCP/IP y otro independiente RS-485 para protocolo Modbus RTU. Con este PLC se pretende recibir como entradas las señales sensadas de los parámetros del transformador y enviar esta información para que sea monitoreada remotamente. Este tendrá como salida la activación de los relés que controlan los circuitos de cada reconectador, la señal de cierre o apertura será enviada mediante la red hacia el PLC desde el Centro de Control EL Bosque.

Como se ha mencionado anteriormente, es necesaria la integración al sistema SCADA de JASEC y para ello se incluyeron los dispositivos necesarios para la creación de una pequeña red LAN que se conecte con Fátima mediante un par de cable telefónico ubicado entre ambas localidades y esta con el Centro de Control El Bosque, mediante un enlace inalámbrico.

⁷ UPS Pulsar EX: Ver anexo B5

⁸ PLC Momentum: Ver anexo B3

Para esto se contará dentro del gabinete de control con un [Switch marca Allied Telesyn®⁹](#), este para poder controlar el tráfico de información y prevenir la futura conversión de la red por niveles o capas

También dentro de los dispositivos de comunicación, y para montar la red LAN en la subestación de San Blas se incluirá dentro del gabinete [un módem banda base marca Patton®¹⁰](#), este con el objetivo de lograr enlazarse por medio de un par telefónico a la subestación de San Blas con Barrio Fátima.

6.1.3 Integración a la red de JASEC

Una vez recolectados los datos en el gabinete de control se integrará a la red de cómputo del plantel de JASEC en Barrio Fátima, como se puede observar en la [figura 6.1](#). Para ello se implementó una red Ethernet TCP/IP en la subestación de San Blas, por medio de los dispositivos antes mencionados, la conexión física se realizará a través de un par telefónico existente, con hilos de calibre 24 AWG, con una distancia de 4 KM. En el plantel de Barrio Fátima JASEC tendrá previsto un puerto libre en un Switch, en el cual se colocará otro módem banda base de marca Patton®, para interconectar la Fátima con El Bosque, los dos módems que se colocarán no solo servirán para realizar la comunicación sino que también permitirá corrección de errores y protección de señales especialmente porque esta a casi 3 o 4 km. Actualmente la red de Fátima se comunica con la red LAN del Centro de Control El Bosque.

Ya con el enlace hecho de la subestación al Bosque, en este último se integrará a la red SCADA de JASEC para ser visualizada en dos terminales toda la información requerida, para esto se realizará el desarrollo y pruebas de cuatro pantallas un software de interfaz Humano-Máquina marca Wonderware®, mostrando alarmas cuando los valores de las mediciones específicas se encuentran fuera del rango establecido para cada una de ellas, así como el control de cierre y apertura de cada reconectador.

⁹ Switch Allied Telesyn®: Ver anexo B.8

¹⁰ Módem Patton®: Ver anexo B.9

6.2 Alcances y limitaciones

6.2.1 Sistema de alimentación ininterrumpible.

Hay un factor que con el equipo actual no permite realizar una función que sería importante obtener, esto es la lectura integrada al SCADA del estado de la UPS.

Esta situación se da básicamente por el hecho que la mayoría de sistemas de respaldo de energía (UPS) manejan un protocolo diferente al Modbus, ya sea mediante puerto USB, serial o Ethernet.

Además de la situación anterior, se requiere que el sistema Intouch® sea capaz de reconocer esa información mediante el IOSERVER®, razón para la cual los drivers deben desarrollarse en conjunto por parte de Wonderware® y la empresa fabricante de UPS.

La desventaja que este hecho implica radica en el hecho que el operador deberá monitorear a criterio el estado de la UPS, contrario a si el sistema lograra estar integrado en el sistema SCADA, donde el software estaría monitoreando a la UPS junto con los demás parámetros.

6.2.2 Sistema de Comunicaciones.

Actualmente el sistema de red en JASEC no cuenta con niveles o capas en su red Ethernet, razón por la cual no se pueden fijar prioridades en el tráfico de información entre las terminales y los servidores. Esta situación provoca en ciertos momentos atrasos en el flujo de datos.

Durante el desarrollo de las pruebas de simulación, que se hicieron a través de la red TCP/IP de JASEC se comprobó lo anteriormente mencionado, sin embargo en el diseño se tomó en cuenta esa situación y dentro de las características del Switch se incluyó la capacidad de operación por capas, puesto que a corto plazo JASEC planea implementar los niveles de prioridad en su red, esto con el fin de mantener las señales de control e información de las subestaciones en el nivel de mayor prioridad y así agilizar estas operaciones.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

a- La implementación de soluciones mediante sistemas SCADA permite una gran variedad de opciones y compatibilidad entre dispositivos y software.

b- Para las implementaciones donde se vean involucrados diversos tipos de equipo es recomendable buscar uniformidad en sus protocolos de comunicación, así como los puertos físicos para su interconectividad. Esto es para aumentar la compatibilidad entre cada equipo y el software SCADA Maestro.

c- En la implementación de redes RS-485 siempre es preferible escoger una configuración de anillo, para aumentar la redundancia y minimizar el riesgo a perder la cadena de enlace.

La configuración tipo anillo permite dos vías de comunicación entre la red de datos, mientras que una red lineal cuenta únicamente con una vía serial, en algunos casos cuando algún dispositivo falla, también se pierde la comunicación y el resto de los equipos siguientes en la cadena pierden el enlace.

d- En lugares donde hay gran riesgo de interferencia por los niveles de voltaje o corriente que se manejan, se debe entubar los cables y aterrizar la tubería, así mismo se debe enterrar a una distancia no menor de 50 centímetros desde el nivel del suelo.

- e- El desarrollo de aplicaciones en SCADA mediante software que cuenta con animaciones y gráficos u objetos cuya forma se asemeja a los dispositivos involucrados facilita el uso para la mayoría de personal. La interfaz humano – máquina que se puede realizar con el Intouch ® es muy amigable.
- f- En sistemas críticos de control y monitoreo se debe incluir alguna manera de suministrar energía ininterrumpidamente, ya sea mediante bancos de baterías o con UPS.
- g- El diseño de proyectos de gran envergadura requiere la planeación y coordinación pertinente para evaluar e incluir la mayor cantidad de variaciones que puedan realizarse al sistema, sin tener que realizar cambios drásticos que impliquen gastos innecesarios para la empresa, en caso en que se decidiera hacer alguna ampliación o algún cambio en el futuro.

7.2 Recomendaciones

- a- Es recomendable la pronta sustitución del sistema de reconectores cuyo sistema de cierre y apertura se realiza por medio de actuadores de control electromecánico.
- b- Se recomienda el cambio en el diseño de la red Ethernet TCP/IP para incluir niveles o capas y así definir las jerarquías del tránsito de información, esto con el fin de agilizar el tráfico de información dentro de la red general de JASEC.
- c- Es recomendable sustituir la UPS por un sistema de banco de baterías e inversores, incluyendo los dispositivos necesarios para incorporar en el mismo sistema SCADA la información del estado de las baterías, puesto que el protocolo de comunicaciones de la UPS no es compatible con el sistema SCADA de JASEC
- d- Se recomienda mejorar las condiciones de seguridad a la infraestructura de la caseta de control.
- e- Sería conveniente agregar rutinas en el sistema SCADA y el hardware necesario para la implementación de un sistema de alarma contra robos en la subestación.

BIBLIOGRAFÍA

www.modicon.com

www.schneiderautomation.com

www.patton.com

www.cooper.com

www.mgups.com

www.apcc.com

www.liebert.com

www.alliedtelesyn.com

www.modicon.org

www.modicon.com/openmbus

www.flach.net/~hejrusso/historia.htm

<http://www.learnthenet.com/spanish>

www.yale.edu/comm/tcpip.thm

Trafo-Union. Folleto de características generales. Enero 1968, Alemania.

APÉNDICES Y ANEXOS

Apéndice A.1: Glosario

Glosario

1. Contactores:

Dispositivo encargado de permitir el flujo de corriente eléctrica.

2. Ethernet:

Tecnología muy utilizada en redes de área local, soporta tasas de transferencia estándar de 10 a 100 Mbps, e incluso de hasta 1 Gbps. Una red Ethernet puede utilizar cable coaxial, cable tipo UTP o fibra óptica.

3. Hub

Dispositivo capaz de realizar función de enlace entre dos o más computadores que cuentan con adaptadores para red.

4. Lan:

Red de área local.

5. Modbus:

Protocolo de comunicaciones para sistemas de control y supervisión de datos.

6. Modems:

Modulador Demodulador. Dispositivo capaz de enviar y recibir información serial a través de largas distancias.

7. PLC:

Controlador lógico programable.

8. Protocolo:

Lenguaje utilizado para lograr comunicaciones estables entre equipos electrónicos.

9. Reconectador:

Elemento protector de sobrecorrientes encargado de cerrar el paso de la misma en circuitos de distribución eléctrica.

10. Relé:

Aparato destinado a producir en un circuito una modificación dada, de acuerdo a una señal de control al cumplirse determinadas condiciones en el mismo circuito o en otro distinto.

11. Relé Buchholz:

Relé de control, activado cuando hay algún evento en el sistema de Buchholz para el control de presión del aceite de transformadores ubicados en subestaciones eléctricas.

12. RS-232:

Interface estándar de comunicaciones entre dispositivos electrónicos a través de puertos seriales, cuyas distancias máximas de transferencia oscilan entre 40 y 60 metros.

13. RS-485:

Interface industrial de comunicaciones entre dispositivos electrónicos, cuyas distancias oscilan entre 1 y 1.5 kilómetros.

14. TCP/IP:

Protocolo de comunicaciones utilizado para establecer contacto y transferencia de datos entre dispositivos electrónicos, basado en direcciones numéricas.

15. RTU:

Remote Terminal Unit. Unidad terminal remota. Modo de comunicaciones propio del protocolo Modbus.

16. Subestación eléctrica:

Centro de reconectadores, transformadores y otros que permiten la distribución o generación de energía eléctrica.

17. Scada

Sistema de control y supervisión de datos.

18. Solenoide:

Cilindro metálico alrededor del cual se arrolla una bobina de hilo conductor. El cilindro o núcleo tiene la propiedad de concentrar las líneas de fuerza del campo magnético que crean las espiras de la bobina, comportándose como un imán.

19. Switch:

Interruptor diseñado para realizar el cierre de un circuito eléctrico.

20. Transductores:

Dispositivos encargados de adquirir algún valor de una o varias variables físicas y adaptarlo a voltaje o corriente adecuados para su tratamiento en sistemas electrónicos.

21. UPS:

Elementos diseñados para suministrar un fluido ininterrumpido de voltaje.

22. Byte:

Palabra de ocho bits.

23. Bit:

Dígito del sistema binario de numeración.

24. Palabra:

Grupo de bits que representan cierta unidad de información.

Apéndice A.2: Protocolo TCP/ IP

A.2.1 Historia

Ya finalizando la década del 50, en pleno apogeo de la Guerra Fría entre los Estados Unidos de Norteamérica y la U.R.S.S., el Departamento de Defensa de los Estados Unidos comenzó a preocuparse por lo que podría ocurrir con el sistema de comunicación nacional si se desataba una guerra nuclear. Una de las armas más importantes en una guerra son las comunicaciones y es uno de los primeros objetivos que el enemigo intentaría destruir.

En 1962 un investigador del gobierno de los Estados Unidos, Paul Baran, presentó un proyecto que daba solución al interrogante planteado por el Departamento de Defensa. En ese proyecto, Baran propuso un sistema de comunicaciones mediante computadoras conectadas en una red descentralizada. De manera que si uno o varios nodos importantes eran destruidos, los demás podían comunicarse entre si, sin ningún inconveniente.

Este proyecto se discutió por varios años y finalmente en 1969, la Advanced Research Projects Agency (ARPA) del Pentágono, creó la primera red de computadoras que se llamó ARPAnet. En la primer etapa solo había cuatro computadoras conectadas a la red: La Universidad de California en Los Ángeles(UCLA), El Instituto de Investigaciones de Stanford(SRI), La Universidad de California en Santa Bárbara(UCSB) y la Universidad de Utah. Ya en 1971, se habían agregado 11 nodos más y para 1972 había un total de 40 computadoras conectadas en la red.

Corría el año 1972 y con la necesidad de establecer un protocolo de comunicación común entre todas las computadoras, que variaban en tipo y sistemas operativos (IBM y Unisys, por nombrar algunas), para que pudieran comunicarse entre si, sin ningún inconveniente, se crea el InterNetworking Working Group.

En el año 1974, dos investigadores, Vint Cerf(Stanford University) y Robert Kahn(BBN), redactan un documento titulado A Protocol for Packet Nertwork Internetworking, donde explicaban como podría resolverse el problema de

comunicación entre los diferentes tipos de computadoras. Pero recién 8 años después, esta idea es implementada en su totalidad (ya en 1978 comenzó a utilizarse en algunas redes), y se la denominó Transmission Control Protocol - Internet Protocol (TCP-IP). A partir de aquí (1982) empezó a utilizarse la palabra Internet. Este protocolo, fue adoptado inmediatamente como standard por el Departamento de Defensa de Los Estados Unidos, para su red de computadoras y también, en 1982, ese organismo decidió su separación de ARPAnet y la creación de una red propia llamada MILnet.

A mediados de los años 80's, la National Science Foundation(NSF), decide que es necesaria una red de trabajo de alta performance para enlazar 5 centros que poseían supercomputadoras y así poder dar acceso a los investigadores que se encontraban en distintas ciudades de los Estados Unidos. En el año 1987 el NSF crea la NSFnet que conectaba 7 Networks con los 5 centros de supercomputadoras antes mencionado. Con esta nueva red, la velocidad de transferencia entre los distintos nodos se incrementó a 1.5 Megabits por segundos. Hasta ese momento, la velocidad de transferencia, entre nodos, era de 56 kilobits por segundos.

A.2.2 Composición general del Protocolo TCP/IP.

Como todos los protocolos de comunicaciones, el TCP/IP está compuesto de capas:

A.2.2.1. IP:

Es responsable del movimiento de paquetes de datos desde un nodo hasta otro. IP envía paquetes basados en una dirección destino de cuatro bytes (el número IP).

A.2.2.2. TCP.

Es responsable de la verificación de la correcta entrega de datos desde el cliente hasta el servidor. Los datos pueden perderse en la red inmediata. TCP añade soporte para la detección de errores o datos perdidos.

A.2.2.3 Sockets.

Es el nombre dado al paquete de rutinas que proveen acceso al TCP/IP en la mayoría de los sistemas.

A.2.3 Direcciones.

El protocolo TCP/IP asigna un número único a cada estación conectada a Internet en el mundo. Este número IP es un valor de cuatro bytes que, por convención se expresa al convertir cada byte en un número decimal (0 – 255), separando los bytes con un punto.

A.2.4 Subnets.

Es conveniente la subdivisión de una red grande en varias pequeñas, las cuales son versiones pequeñas de la mayor. Es común subdividir los dos bytes disponibles para asignaciones internas en un byte para departamento y otro para identificador de estación.

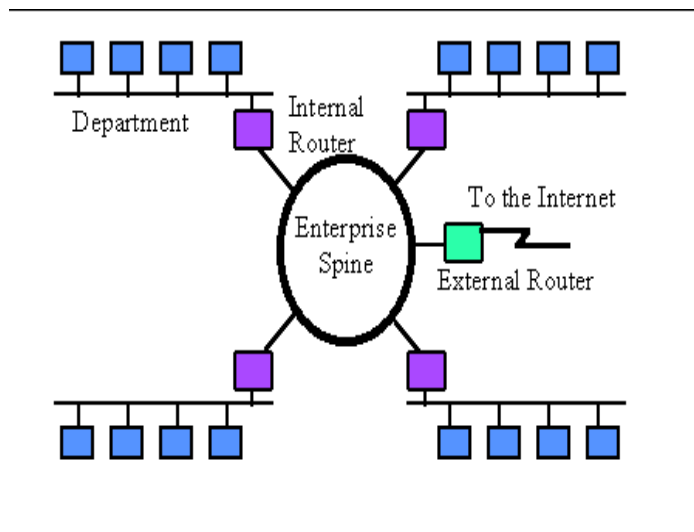


Figura A.2 Esquema de distribución de la red TCP/IP

A.2.5 Subdivisión de red.

La red es construida mediante enrutadores de TCP/IP, cada uno de ellos tiene pequeñas tablas con 255 entradas para traducir el byte de departamento en una selección de destino Ethernet conectado a uno de los enrutadores.

A.2.6 Estabilidad.

Las redes IP son robustas, automáticamente se reconfiguran cuando algo no funciona correctamente, si hay suficiente redundancia en el sistema la comunicación no se ve truncada.

Dado que la red TCP/IP está diseñada para recuperar información, esto la hace un poco lenta en la recuperación, puesto que los algoritmos no están afinados para el manejo óptimo de la pérdida de paquetes debido a la congestión de tráfico.

A.2.7 Tráfico de información.

El tráfico de información está frecuentemente organizado mediante “hubs” o concentradores.

Cuando los datos llegan al enrutador, este debe descartar los excesos, por lo que son descartados mientras otros son procesados. Es responsabilidad del remitente intentar el reenvío de la información instantes después y persistir hasta que sea procesado.

A.2.8 Manejo de información

El protocolo TCP trata los datos como una cadena de bytes. Asigna un número de secuencia a cada byte.

El paquete TCP tiene un encabezado o header que define el byte de inicio y la cantidad de bytes de datos.

El receptor puede detectar paquetes perdidos o paquetes cuya secuencia es incorrecta. El TCP actualiza datos que han sido recibidos y retransmite datos que han sido perdidos. La recuperación de errores se da punto a punto entre cliente y servidor.

A.2.9 Redes Internas.

En la actualidad muchas compañías han evolucionado y utilizan redes tipo Intranet, las cuales tienen su base en la Internet, únicamente que no existe un medio de salida al mundo exterior.

La implementación de este tipo de red es prácticamente la misma que Internet, con equipos idénticos o muy similares para establecer las comunicaciones entre máquinas y dispositivos.

Bajo esta arquitectura, la asignación de direcciones de configuración para el protocolo TCP/IP tiende a ser responsabilidad del centro de cómputo, esto con el objeto de estandarizar las comunicaciones empresariales y además evitar choques de direcciones entre dispositivos y computadores dentro de la red corporativa.

Apéndice A.3: Protocolo ModBus

A.3.1 Definición general.

El protocolo Modbus es una estructura de mensajería, muy usado para establecer comunicaciones de tipo maestro – esclavo entre dispositivos inteligentes, los cuales reconocerán y utilizarán este mensaje, sin importar el tipo de red mediante el cual se comunican.

Modbus describe el proceso que un controlador utiliza para requerir el acceso de otro dispositivo, describe cómo responderá a los requerimientos de acceso de los otros dispositivos y cómo los errores serán detectados y reportados.

Un mensaje Modbus enviado desde un maestro a un esclavo contiene la dirección del esclavo, el comando, los datos y corrección.

A.3.2 Medios físicos.

Dado que el protocolo Modbus es una estructura de mensaje, es independiente del tipo de medio físico, tradicionalmente es implementado utilizando RS-232, RS-422 o RS-485, a través de una gran variedad de medios.

A.3.3. Interacción entre redes.

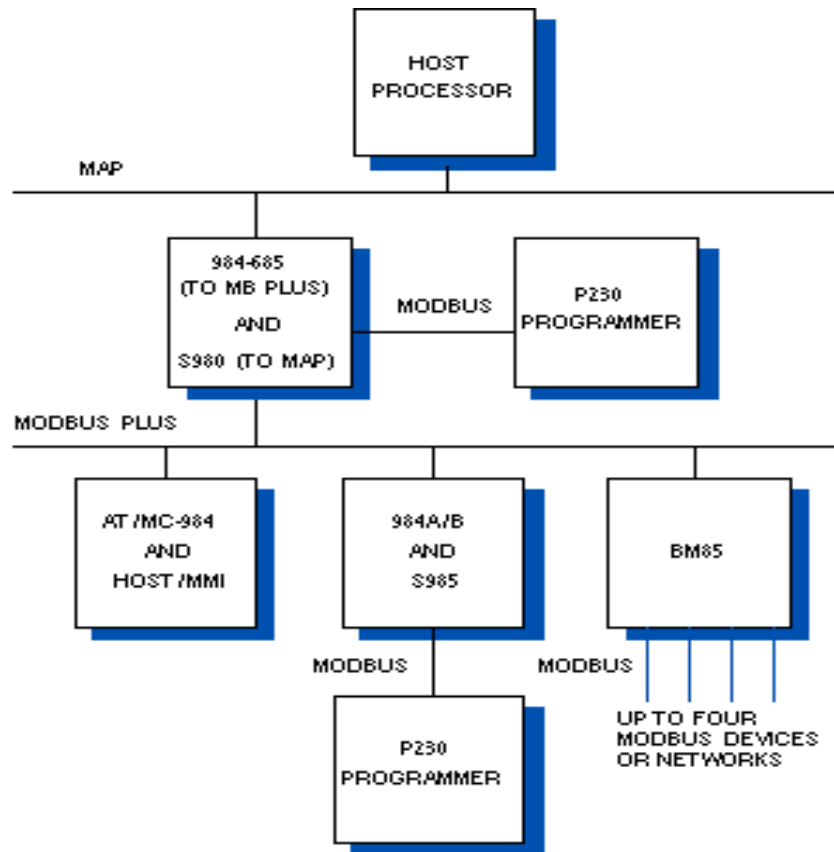


Figura A.3.1 Interconectividad de un enlace Modbus.

La figura A.3.1 muestra cómo los dispositivos pueden ser interconectados en una jerarquía de redes que emplea diferentes técnicas de comunicación. En transacciones de mensaje, el protocolo Modbus incrustado en cada estructura de paquete de la red provee el lenguaje común mediante el cual los dispositivos pueden intercambiar datos.

A.3.4. Transacciones en redes Modbus.

Los controladores se comunican utilizando una técnica maestro – esclavo, en la cual solamente un dispositivo (maestro) puede iniciar transacciones. El otro dispositivo (esclavo) responde al suplir la información requerida por el maestro, o bien tomando la acción solicitada.

El maestro puede direccionar varios esclavos individuales, o puede iniciar un mensaje general a todos los esclavos.

Los esclavos entregan un mensaje (respuesta) a las consultas hechas a una dirección individual.

Los dispositivos esclavos no responden a consultas generales del maestro.

El protocolo Modbus establece el formato para la consulta solicitada por el maestro al colocarle la dirección del dispositivo, un código de función definiendo la acción requerida, algún dato a ser enviado y un campo de chequeo de error.

Contiene campos confirmando la acción tomada, algún dato que deba ser regresado y un campo de chequeo de error. Si ocurre un error en la recepción del mensaje, o si el esclavo no puede realizar la acción requerida, el esclavo construirá un mensaje de error y lo enviará como respuesta.

A.3.5 Transacciones en otros tipos de red.

Algunos controladores pueden comunicarse a través de Modbus Plus, utilizando puertos propios o adaptadores de red, utilizando adaptadores de red estándar.

En estas redes, los controladores se comunican utilizando la técnica “peer to peer” (par a par), de tal forma que cada controlador puede iniciar transacciones con otros controladores, esto implica que un controlador puede operar tanto como maestro como esclavo en transacciones separadas. En el nivel del mensaje, el principio de maestro – esclavo aplica.

A.3.6. Ciclo de consulta – respuesta.

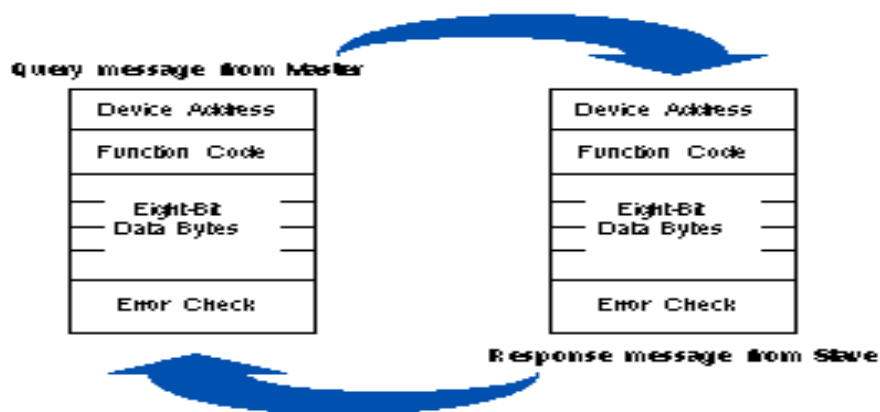


Figura A.3.2 Ciclo de consulta – respuesta entre Maestro – esclavo.

El código en la consulta le dice al dispositivo esclavo direccionado el tipo de acción que debe realizar. Los bytes de datos contienen información adicional que requerirá el esclavo para realizar esta función.

Si el esclavo hace una respuesta normal, el código de la función en la respuesta es un eco del código de la función en la consulta. Los bytes de datos reunidos por el esclavo, como los valores de registro o de status. Si ocurre un error, el código de la función es modificado para indicar que la respuesta corresponde a un error, y que los bytes de datos contienen el código que describe ese error.

A.3.7 Modos de transmisión.

Los controladores pueden ser configurados para comunicarse mediante redes estándares de Modbus utilizando alguno de los dos modos de transmisión: ASCII o RTU, además de otros parámetros tales como tasa de transmisión, paridad, etc.

El modo y los parámetros deben ser iguales para todos los dispositivos.

La selección entre ASCII o RTU define los contenidos de los campos de mensajes transmitidos serialmente. Determina cómo la información será empaquetada y decodificada.

La ventaja principal del modo ASCII (American Standard Code for Information Interchange) consiste en que permita intervalos de tiempo de hasta un segundo entre caracteres sin causar un error.

La ventaja principal del modo RTU (Remote Terminal Unit) consiste en que su mayor densidad de caracteres permite mejor envío de datos que el modo ASCII, a la misma razón de transferencia.

A.3.8 Encuadro de mensajes Modbus

En cualquiera de las dos transmisiones, el mensaje Modbus es colocado por el dispositivo emisor en un marco, que tiene definidos sus puntos de inicio y fin, esto permite a los dispositivos receptores comenzar al inicio del mensaje, leer la porción de dirección y determinar cual es el dispositivo direccionado, además de determinar cuándo ha terminado el mensaje

Apéndice A.4: Sistema Scada

A.4.1 Definición general

Software para Control de supervisión y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition software).

El SCADA es una categoría de programa de aplicación de software para procesar el control, obtener datos en tiempo real desde puntos remotos, con el fin de controlar equipos y condiciones. El SCADA es utilizado en plantas de energía, plantas de petróleo, refinerías, telecomunicaciones, transportes y el control de agua y desperdicios.

Los sistemas SCADA incluyen el hardware y el software necesarios para la ejecución de su función principal.

A.4.2 Características generales.

A.4.2.1 Basado en computadoras.

El software debe contar con todos los tipos de conectividad e integración, esto significa puertos seriales, puertos de tipo Ethernet, ranura tipo PCI, y la posibilidad de correr una amplia variedad de aplicaciones.

A.4.2.2 Alarmas y monitoreo de eventos.

El sistema SCADA está en capacidad para detectar, mostrar y archivar alarmas y eventos que ocurren en los dispositivos que controlan. Dentro de las posibilidades que ofrece el sistema se encuentra el manejo de rangos de parámetros, teniendo la opción (según el criterio de diseño) para tomar las acciones automáticamente o notificar a algún operador. La idea del almacenamiento de información en forma de alarma y eventos se justifica para el posterior análisis de esa información y tomar las medidas preventivas según sea el caso.

A.4.2.3 Adquisición de datos.

El software no consiste únicamente en el tratamiento de eventos, alarmas y datos, las raíces del sistema SCADA nacen desde la propia adquisición de datos, es decir acceder la información desde cualquier dispositivo, mediante los medios proporcionados por sus fabricantes, y en muchos casos complementando los puertos y protocolos con aparatos convertidores adecuados.

A.4.2.4 Interface de operador.

El sistema SCADA no solamente se encarga de adquirir y guardar la información de los dispositivos, en muchos de los casos, es necesaria la intervención de un operador en la toma de decisiones, o incluso para notificar a cuadrillas de mantenimiento acerca de alguna situación que merezca atención inmediata.

A.4.2.5 Control de tiempo no real.

El sistema SCADA debe ser el medio entre el operador y el controlador en tiempo real, bajo ninguna circunstancia debe dejarse la toma de decisiones o control crucial en el sistema SCADA.

A.4.2.6 Base de datos.

Una de las mayores ventajas del sistema SCADA es su gran capacidad para almacenar los datos correspondientes a los datos, eventos y alarmas.

Apéndice A.5: Esquema General

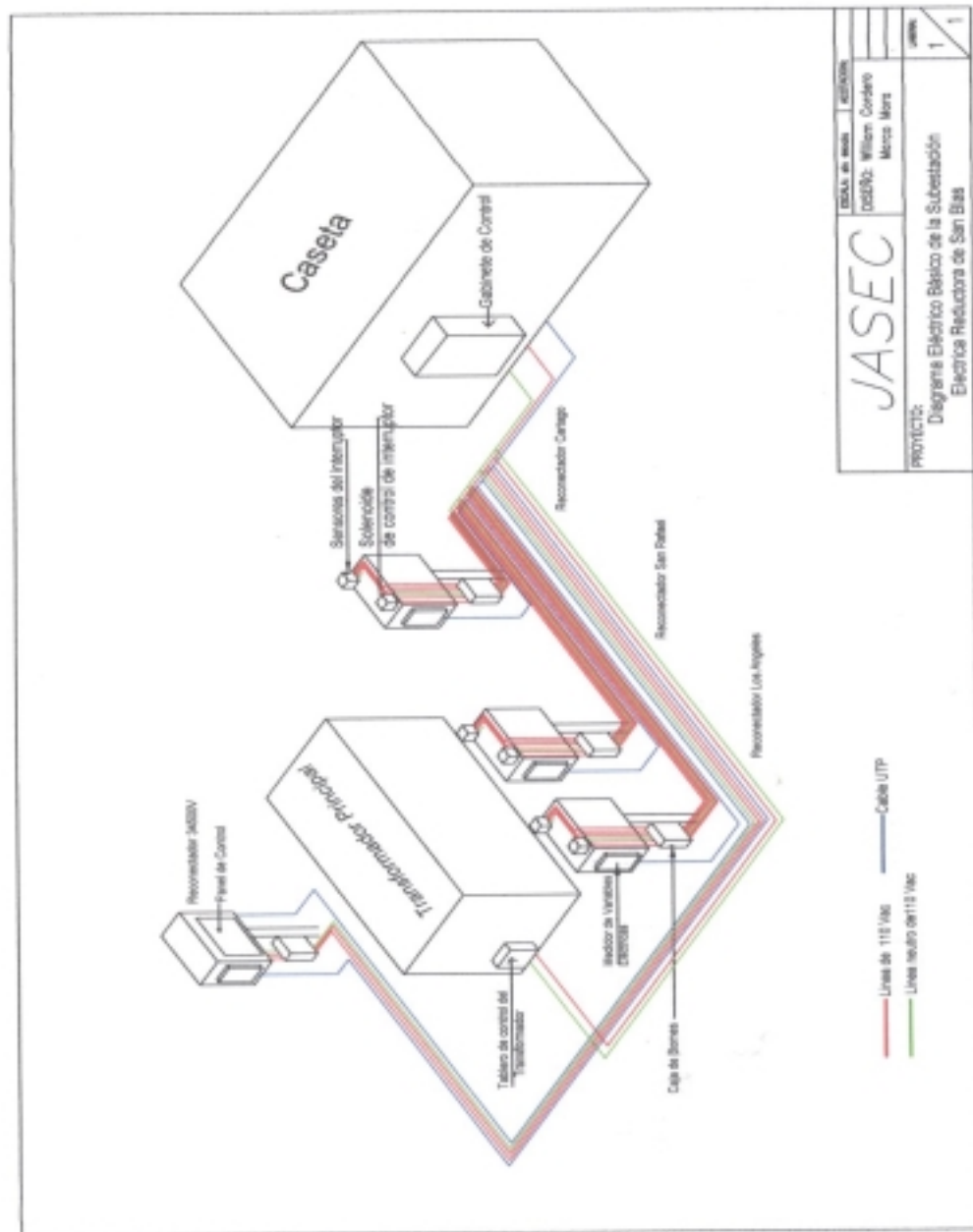


Figura A.5 Esquema general de dispositivos involucrados en la automatización de la subestación de San Blas.

La figura A.5 muestra a nivel general, los dispositivos y sus conexiones físicas para lograr la automatización y monitoreo de señales en la subestación de San Blas.

Anexo B.1: Información técnica del transformador.



Transformadores

Transformadores en baño de aceite

de más de 1600 kVA
Conservador de aceite

Instrucciones de montaje y de servicio

Para la seguridad de servicio de los transformadores en baño de aceite es importante que éste se mantenga en buen estado, sin que, en la medida de lo posible, se modifiquen sus propiedades. Para conseguir este fin, por una parte, habrá que elegir cuidadosamente el aceite del transformador y, por otra, disponer un conservador.

Generalidades

El conservador de aceite cumple los siguientes cometidos:

- Protege el aceite caliente del transformador contra contactos con el oxígeno del aire, para impedir su descomposición.
- Compensa las continuas modificaciones de volumen del aceite, ocasionadas por el distinto calentamiento que la variación de la carga produce.
- Protege contra la entrada de aire y contra la formación de condensaciones de agua en el interior de la cuba.

El conservador de aceite se halla unido con la tapa de la cuba del transformador a través de una tubería. En el conservador se vierte aceite de forma que quede siempre llena la tubería y la parte inferior del conservador, incluso estando frío el transformador. De esta forma se evita la entrada de aire en la cuba del transformador. Al calentarse el transformador, el aceite aumenta de volumen y asciende su nivel en el conservador.

Funcionamiento

Durante el servicio, el calentamiento del aceite se produce de forma lenta; por estar montado independientemente el conservador, el aceite que en él se encuentra permanece siempre considerablemente más frío que el contenido en la cuba del transformador. Para favorecer el enfriamiento, se desvía el aceite que pasa de la cuba al conservador a través de un recubrimiento adosado por encima de la boca de entrada. La superficie del aceite que queda en contacto con el aire permanece fría y es relativamente reducida, por lo que el aceite prácticamente no se descompone.

Si, al cabo de muchos años de servicio, se precipitasen dentro del conservador residuos, (óxido) o agua de condensación, estas sustancias no podrán ser arrastradas por el aceite al interior del transformador, puesto que la tubería de comunicación sobresale unos 40 mm dentro del conservador. Por consiguiente, en el interior de éste quedan siempre unos restos de aceite, que pueden evacuarse a través de la correspondiente boca.

La constitución de conjunto se deduce de la figura de la página 2. En la parte inferior del cuerpo cilíndrico del conservador *a*, en su interior, sobresale una boca *b* a la que se empalma la tubería que se une al punto más elevado de la cuba del transformador. Sobre la boca se halla colocada una caperuza *c*, abierta por abajo y provista en la parte superior de un pequeño orificio de salida del aire.

Constitución

En un indicador del nivel de aceite (tubo de vidrio) *d* puede comprobarse en cualquier momento la altura que dicho líquido alcanza. En el conservador, por detrás del indicador del nivel, se ha efectuado una marca que señala la altura del aceite a una temperatura de $+20^{\circ}\text{C}$.

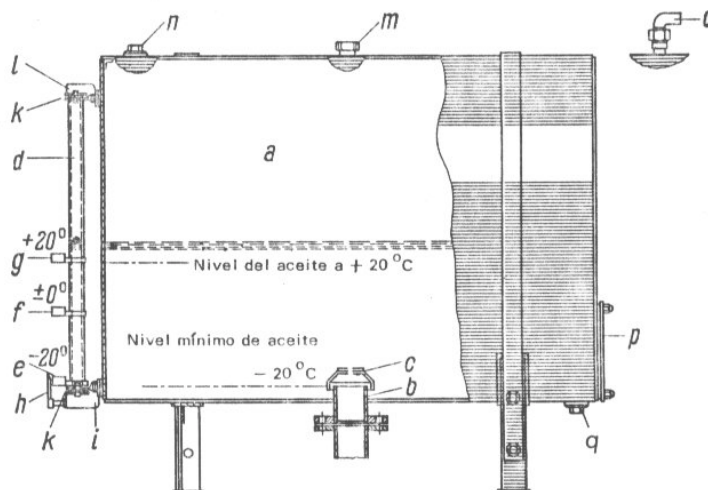
El indicador del nivel está provisto de 3 índices *e*, *f* y *g*, para señalar el nivel de aceite a las temperaturas de -20°C , $\pm 0^{\circ}\text{C}$ y $+20^{\circ}\text{C}$. La marca practicada en el conservador tiene que coincidir con el índice de $+20^{\circ}\text{C}$ del indicador del nivel de aceite.

El tubo del nivel puede reponerse en caso de rotura, cerrando previamente la llave de la pieza inferior y del indicador por medio de la empuñadura *h*. Seguidamente se aflojarán los tornillos del anillo de presión *k* de las piezas inferior *i* y superior *l*, y se desatornillará por completo del conservador esta última pieza, pudiendo cambiarse a continuación el tubo de cristal deteriorado por otro nuevo. Procediendo en orden inverso, se restablece el paso del aceite. El aceite contenido en el conservador está en comunicación con la atmósfera a través de una boca de ventilación *m*. Un tapón roscado *n* sirve para rellenar de aceite el transformador.

Nº de pedido 420/3003-103 Impreso en Alemania 11670.75 TW/ZW 63

TW 414 span.

Cuando los transformadores se envían a ultramar, o si se solicita especialmente, se adosa un deshumectador del aire. En tales casos, en lugar de la boquilla de ventilación *m*, se monta un tubo acodado *o*, al que se empalma el citado deshumectador. La brida desatornillable *p* se utiliza para incorporar un dispositivo de señalización del nivel de aceite, y la boca *q*, para descargar el aceite.



Si el conservador se dispone separado del transformador, habrá que montar primeramente el conservador y la tubería, de acuerdo con el croquis de colocación que se acompaña al suministro. No son admisibles discrepancias en las alturas indicadas en el croquis. Si el conservador de aceite se coloca a demasiada altura, aumenta la presión a que queda sometida la cuba, mientras que, si se sitúa demasiado bajo, existe la posibilidad de que el nivel de aceite en los pasatapas sea insuficiente. Antes de rellenar de aceite (véanse instrucciones TW 018), hay que secar la tubería y el conservador. Durante el servicio habrá que observar estrictamente, que el nivel de aceite no descienda en ningún caso por debajo del correspondiente a la temperatura de funcionamiento. Una bola de cristal coloreada, que flota en la superficie del aceite del indicador del nivel, permite apreciar claramente la altura que el aceite tiene en cada caso. Dicha bola tiene que poderse ver siempre. Si el nivel de aceite ha descendido hasta el punto de que la bola de cristal queda ocultada por el anillo de presión inferior del indicador, será preciso proceder con urgencia al relleno de aceite.

El contenido de aceite se reduce de volumen al pasar del verano al invierno, como consecuencia de las temperaturas exteriores más bajas; por este motivo, especialmente en invierno, se recomienda revisar periódicamente el nivel del aceite en todos los transformadores, aun cuando no se encuentren en servicio. En caso necesario, habrá que añadir aceite. Si no se adopta esta medida, puede formarse debajo de la tapa del transformador un depósito de aire que favorece las condensaciones de agua, con lo que podrían originarse desperfectos en el transformador.

En aquellos transformadores que estén provistos de relé Buchholz, el descenso del nivel del aceite hace que actúe dicho relé.

Como ya se ha indicado, se ha previsto que el aceite alcance su nivel más bajo en los conservadores a una temperatura de -20°C , por término medio. En aquellos casos en los que, debido a las circunstancias locales, la temperatura del aceite pudiera descender por debajo de los -40°C , principalmente en transformadores de intemperie, puede evitarse el rellenarlos de aceite, si se los calienta. El modo más sencillo de conseguir esto consiste en hacer funcionar en vacío los transformadores que se encuentren fuera de servicio.

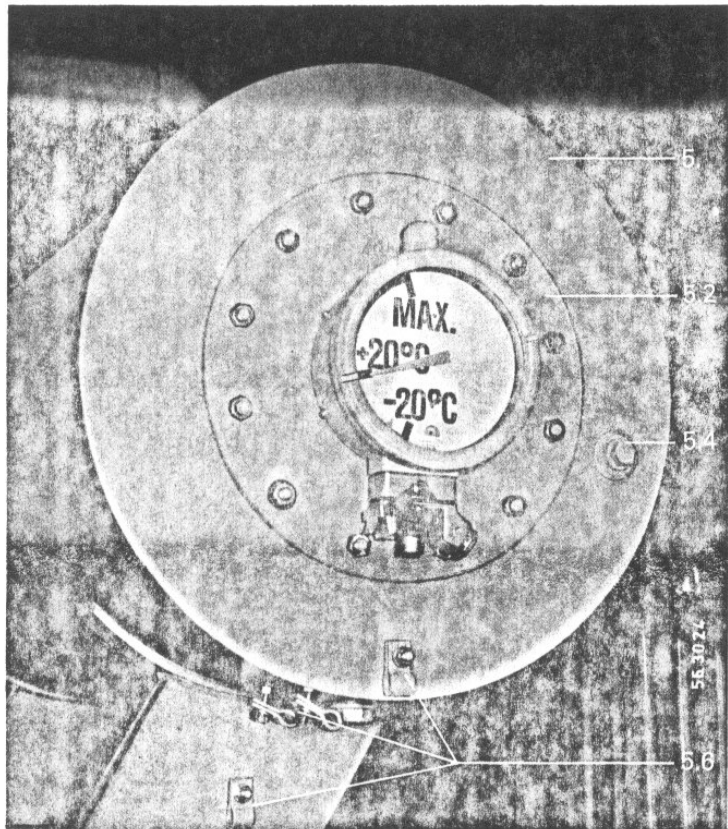


Bild 1

Magnetischer Füllstandanzeiger mit Minimum-Kontakt, angebaut an ein Ausdehnungsgefäß

5. Ausdehnungsgefäß

5.2 Reinigungsflansch

5.4 Verschlußschraube (DIN 910) für Ölstandkontrolle (20 ° C-Marke)

5.6 Halteschellen für Signalleitung

Fig. 1

Magnetic level indicator with minimum contact, mounted on a conservator

5. Conservator

5.2 Cleaning flange

5.4 Screw closure (DIN 910) for oil level control (20 ° C mark)

5.6 Securing clips for signal lead

Fig. 1

Indicador magnético de nivel con contacto mínimo, montado en un conservador de aceite

5. Conservador

5.2 Brida de limpieza

5.4 Tornillo de cierre (DIN 910) para el control del nivel de aceite (nivel a 20 ° C)

5.6 Abrazadera de sujeción para conductor de señal de alarma



Thermomètre à cadran

pour transformateur à partir de 2 MVA

Termómetro de aguja

para transformadores a partir de 2 MVA

Instructions de service

Instrucciones de servicio

TW 673-202

Description

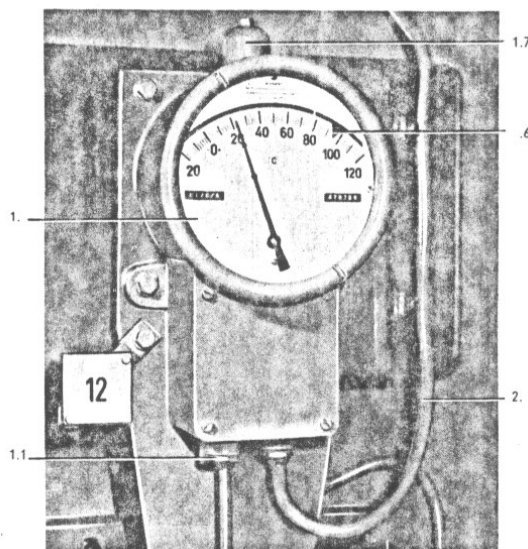
Pour le contrôle de la température de l'huile ou du clophène de gros transformateurs on utilise, entre autres, des thermomètres à cadran. Leur emploi est avantageux pour les cas où le point de mesure et l'échelle de lecture sont séparés. La sonde thermométrique et l'appareil indicateur sont reliés l'un à l'autre par un tube capillaire de longueur appropriée. Les tubes capillaires sont livrables jusqu'à 18 m de longueur. L'exactitude de la mesure n'est pas influencée par la longueur du tube. Les instruments sont insensibles aux températures extérieures.

Descripción

Para vigilar la temperatura del aceite o del clofén en transformadores grandes, se emplean, entre otros, termómetros de aguja. Su empleo queda recomendado allí donde el punto de medición y la escala del instrumento tengan que estar separados por motivos locales. La sonda termostática y el instrumento indicador están unidos entre sí por un tubo capilar de longitud apropiada. Estos tubos se suministran en longitudes de hasta 18 m. La exactitud de la medición no es afectada por la longitud del tubo. Los instrumentos son insensibles a las influencias exteriores de la temperatura.

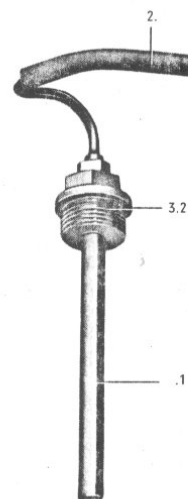
Emploi

Empleo



- | | |
|--|-----------------------------|
| 1. Appareil indicateur | 3.1 Sonde thermométrique |
| 1.1 Entrée de câble avec presse-étoupe Pg 16 | dans douille d'immersion |
| 6 Index de contact | 2 Douille d'immersion avec |
| 7 Aération | filetage R1" vissable dans |
| 2 Tube capillaire avec gaine plastique | un doigt de gant sur le |
| | couvercle du transformateur |

Fig. 1 Thermomètre à cadran et sonde thermométrique



- | | |
|--|----------------------------|
| 1. Instrumento indicador | 3.1 Sonda termostática con |
| 1.1 Entrada de cable con atornilladura de prensa-estopas Pg 16 | casquillo de inmersión |
| 6 Contacto ajustable | 2 Cabezal del casquillo de |
| 7 Escape de aire | inmersión con rosca R 1", |
| 2 Tubo capilar con revestimiento de material plástico | atornillable a la bolsa |
| | prevista en las tapas de |
| | los transformadores |

Termómetro de aguja con sonda termostática

Le thermomètre à cadran possède des contacts réglables qui peuvent être utilisés pour la signalisation ou bien pour la mise en marche et l'arrêt d'installations de refroidissement à commande automatique; il est indiqué pour l'emploi à l'extérieur et sous un climat tropical.

El termómetro de aguja tiene contactos ajustables, que pueden ser empleados para dar una señal o para conectar y desconectar instalaciones de refrigeración con mando automático. Todos los termómetros son apropiados para clima tropical y para montaje a la intemperie.

Relé Buchholz de dos flotadores

Margen de validez

Estas instrucciones de servicio rigen para los tipos de relés Buchholz de dos flotadores indicados en las tablas 1 y 2 para ejecuciones espe-

ciales obtenidas de ellas. (Tabla 2: Relés protegidos contra explosión; véase página 12).

En el texto general el líquido aislante Askarel también se denomina aceite.

Tipo TU Número de pedido	Adecuado para líquido aislante	Abrevia- tura según DIN 42 566	Conexión	Medida nominal mm	Volumen máximo de gas cm ³	Potencia nominal del transformador correspondiente MVA
XB 0205 XB 0206	Aceite Askarel	BG 25	Rosca para Tubos R 1 1/2"	25	440	≤ 5
XB 0209 XB 0210	Aceite Askarel	BR 25	Bridas redondas	25	440	≤ 5 ¹⁾
XB 0213 XB 0214	Aceite Askarel	BR 50	Bridas redondas	50	330	> 5 ≤ 10
XB 0225 ²⁾ XB 0226 ²⁾	Aceite Askarel	BR 80	Bridas redondas	80	250	> 10
XB 0221 XB 0222	Aceite Askarel	BQ 80	Bridas cuadradas	80	250	> 10

1) Preponderantemente para la vigilancia de los pasatapas o cajas de conexión de cables en transformadores de más de 10 MVA.

2) Estos tipos con bridas redondas según DIN 2501 (8 agujeros) reemplazan a los tipos XB 0217 y 0218 con solamente 4 agujeros en las bridas redondas. Debido a la distribución de agujeros desplazada, no es posible intercambiar los relés.

Tabla 1

Relés Buchholz de dos flotadores, normales; Resumen de tipos.

Descripción

Aplicación

Los aparatos eléctricos con carga de aceite o Askarel, tales como transformadores y bobinas de reactancia, así como los pasatapas y las cajas de conexión de los cables correspondientes, pueden vigilarse en cuanto a defectos interiores y a pérdida del líquido aislante por medio de un relé Buchholz incorporado en la tubería del recipiente de expansión. Dado que el relé Buchholz reacciona incluso en el momento en que se inician los defectos, ofrece al personal de servicio la posibilidad de reconocer prematuramente estados de amenaza de peligro e impedir con ayuda de medidas adecuadas daños mayores en los aparatos vigilados.

Las descargas parciales de débil

energía y las corrientes de fuga, así como los recalentamientos locales debidos a espiras en cortocircuito resistencias de transición elevadas o corrientes parásitas fuertes en piezas metálicas conducen a descomposiciones lentas de los materiales aislantes líquidos y sólidos en estos lugares, con formación de gases. Tratándose de descargas por arco, de mayor energía, los gases de descomposición se desprenden de forma rápida o violenta en mayores cantidades.

La solubilidad del aire en el aceite del transformador o en el Askarel disminuye al descender los valores de temperatura y de presión. Por este motivo, si el aparato experimenta una fuerte refrigeración en un breve intervalo de tiempo y con un descenso simultáneo rápido y considerable de

la presión atmosférica, por ejemplo, durante un cambio brusco de las condiciones climatológicas, se puede separar aire del líquido aislante.

Estos gases se acumulan en el relé Buchholz, que en el estado normal está completamente lleno de líquido aislante. En caso de desprendimiento lento de gas el sistema de flotador superior del relé Buchholz reacciona tan pronto como en la caja se ha acumulado una cantidad de gas de aproximadamente 150 a 220 cm³ y se ha desalojado una cantidad correspondiente de líquido aislante. La sexta columna de las tablas 1 y 2 indican el volumen máximo de gas que puede recogerse en las cajas de relés con distinta medida nominal. El gas que se siga produciendo escapa hacia el recipiente de expansión.

Si se desarrolla gas espontáneamente y en grandes cantidades, el choque de presión que así se produce y que se propaga en la tubería que va al recipiente de expansión conduce a que se accione una chapa de contención que se encuentra en la corriente y que actúa sobre el flotador inferior a través de palancas. Este sistema vuelve nuevamente a su posición de partida al cesar la onda de presión.

Si debido a una falta de estanqueidad en el aparato vigilado desciende el nivel del líquido en el relé Buchholz, reacciona primero el sistema

de flotador superior. En caso de una pérdida adicional de líquido, se produce también la reacción del sistema de flotador inferior si el nivel ha descendido hasta aproximadamente 5 mm por debajo del centro de la tubería. Con ayuda de los dos sistemas de flotador y de la chapa de contención, se accionan unos contactos (a elección, de apertura o de cierre) que ocasionan el disparo de una señal de aviso en el puesto de mando o la desconexión del aparato vigilado de la red.

Los gases acumulados en el relé Buchholz pueden estudiarse con el

aparato de prueba XB 0081 en un ensayo rápido en cuanto a los componentes del gas de descomposición. Este ensayo da una primera indicación de la causa del defecto e indica si son necesarios estudios más exactos de análisis de los gases. (Véase también la nota al pie ¹⁾ de la tabla 3).

Los relés Buchholz se pueden utilizar para instalaciones interiores y a la intemperie. Para la vigilancia de aparatos con carga de Askarel está prevista una ejecución de relé especial resistente al Askarel (véase las tablas 1 y 2).

Valores de servicio

Temperatura admisible de almacenamiento y de servicio	—30 °C ¹⁾ a +100 °C		
Viscosidad admisible (viscosidad cinemática) del líquido aislante	11 a 0,062 cm ² /s (1100 a 6,2 cSt)		
Aceleraciones admisibles (insensibilidad a las trepidaciones)	Comprobación en la mesa oscilante; amplitud de oscilación 20 mm; oscilación sinusoidal		
Dirección de la oscilación			
Relé Buchholz	Insensible a las trepidaciones hasta > 10 g	> 10 g	> 3 g
Comprobación con equipo de percusión; tiempo de ascenso 2,5 ms			
Dirección de la percusión			
Relé Buchholz	Insensible a las trepidaciones hasta > 30 g	> 30 g	> 30 g

$g = 9,80665 \text{ m/s}^2$ (aceleración de la gravedad)

1) A temperaturas inferiores a -30°C desaparece permanentemente el campo magnético de los imanes permanentes utilizados para accionar los tubos de maniobra.

Anexo B.2: Información técnica del reconectador tipo R.

RECLOSERS

Type R, Three-Phase Maintenance Instructions

S280-30-2

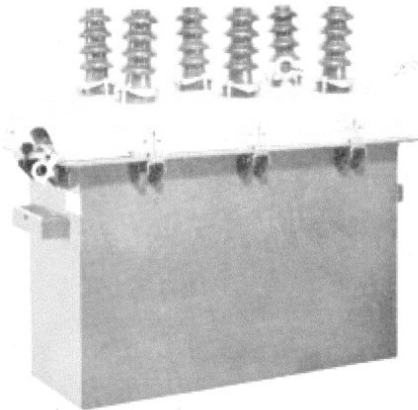
Page 1

14.4 kv • 25 thru 400 Amperes

Applicable to Serial Numbers 3733 and above

Replaces 281-20SB-1 dated 9/66
No change in text

CAUTION: DO NOT ENERGIZE THIS
EQUIPMENT OUT OF OIL



ORDER OF CONTENTS

	Page		Page
Description	2	Hydraulic Pump and Lockout Piston	14
Component Functions	2	Time Delay Units	15
General Maintenance Information	2	Closing Solenoid Fuses	15
Maintenance Intervals	4	Bushings	16
Desirable Oil Specifications	4	Head Casting Removal	16
Periodic Field Inspection and Maintenance	4	Rating Changes	17
Shop Maintenance	6	Current Ratings	17
Arc Interrupting Assembly		Voltage Ratings	17
(Serials below 7701)	6	Adjustments	18
Arc Interrupting Assembly		Control Lever Overtravel	18
(Serials 7701 to 9000)	8	SERVICE PARTS LIST	
Arc Interrupting Assembly		Interrupting Mechanism	
(Serials below 9001)	10	(Serials below 9001)	18
Closing Solenoid	12	Basic Recloser Parts	
Series Trip Solenoid		(Serials below 9001)	23
(Serials below 9001)	12	Interrupting Mechanism	
Series Trip Solenoid		(Serials 9001 and above)	28
(Serials 9001 and above)	13	Basic Recloser Parts	
Closing Solenoid Contactor	14	(Serials 9001 and above)	31

These instructions do not claim to cover all details or variations in the equipment, procedure, or process described, nor to provide direction for meeting every possible contingency during installation, operation, or maintenance. When additional information is desired to satisfy a problem not covered sufficiently for the user's purpose, please contact your Cooper Power Systems sales engineer.

COOPER
Cooper Power Systems
Quality from

January, 1970

DESCRIPTION

The Type R recloser is a self-contained device that senses single- or three-phase fault currents and simultaneously interrupts all three phases of a distribution circuit. If the fault is temporary, the recloser automatically recloses to restore service and then resets for another cycle of operations. If the fault is permanent, the recloser locks open after one, two, three, or four operations, depending upon its predetermined adjustment.

opening sequences of the recloser can be all fast, all delayed, or a combination of fast and delayed. When the combination sequence is used, fast operations always precede delayed operations. On coordinated systems, fast recloser operations are used to clear temporary faults before branch-line fuses are damaged. Subsequent time-delayed openings allow fault currents to flow long enough to be cleared by branch-line fuses. Therefore, outages caused by permanent faults are confined to shorter sections of line.

The basic recloser functions described above can be modified by one or more accessory devices designed for the Type R. For complete information about these accessories, refer to the recloser installation manual and the bulletin covering recloser accessories.

COMPONENT FUNCTIONS

Arc-Interrupting Structure

Heart of the Type R recloser is a heavy-duty cross-blast arc-interrupting structure for each phase. Circuit opening is provided by the double moving contact assembly. When fault current is interrupted, gas pressure—developed by the arc in the interrupting chamber—blasts clean cool oil across the arc in the exhaust chamber. Through this action the arc stream is cooled and elongated and dielectric strength is re-established between the open contacts.

Closing Solenoid

Moving contacts are closed by the closing solenoid which also extends the opening springs located in the head assembly. This solenoid is energized only a few cycles during each closing operation when it is connected momentarily across two source phases.

Closing-Solenoid Contactor

Snap-action contacts complete a circuit to the closing solenoid for each closing operation.

Fuse

Overvoltage protection of the system is provided by two closing solenoid fuses.

Hydraulic Pump and Lockout Piston

Each time the recloser trips the hydraulic pump makes one stroke, forcing a measured amount of fluid under the lockout piston. This causes the lockout piston to advance a definite amount during each recloser trip operation. In turn the lockout piston advances a lockout bar. After the selected number of fast operations, the lockout bar causes the series-trip solenoid plunger linkage to engage the time-delay units. When the selected number of trip operations has occurred, the lockout bar prevents reclosing and locks out the recloser.

Series-Trip Solenoid

This device in each phase carries full line current. When current greater than the minimum trip value flows, the solenoid plunger moves downward, causing a recloser trip operation. The plunger is restrained by time-delay units when delayed openings are called for and therefore requires more time to trip the recloser.

Time-Delay

A sealed time-delay unit for each phase provides consistent delay action by forcing hydraulic fluid through an orifice. In order to insure reliable timing characteristics, fluid used in the time-delay units is HFA (Hydraulic Fluid, Aircraft) and not switchgear oil.

GENERAL MAINTENANCE INFORMATION

Maintenance Ensures Reliable Performance

Reclosers are applied widely to increase service continuity, reduce system operating costs, and increase revenue. The Type R performs these recloser functions, and also meets requirements for many new applications made possible by the Type R's two-cycle clearing time and 100-mva maximum interrupting capacity. However, the Type R can perform at peak efficiency only if it is maintained in good condition. While maintenance is relatively easy and inexpensive, it is important.

Oil Condition

Oil plays an important role in several recloser functions. It is essential in arc interruption, insulation, counting, and reclosing. However, because arc interruption contributes to oil decomposition, the oil steadily diminishes in dielectric strength as the recloser continues to clear fault currents. Breathing action may result in moisture absorption by the oil, thus lowering its insulation value. For effective recloser operation, oil must be replaced before it deteriorates beyond a safe level.

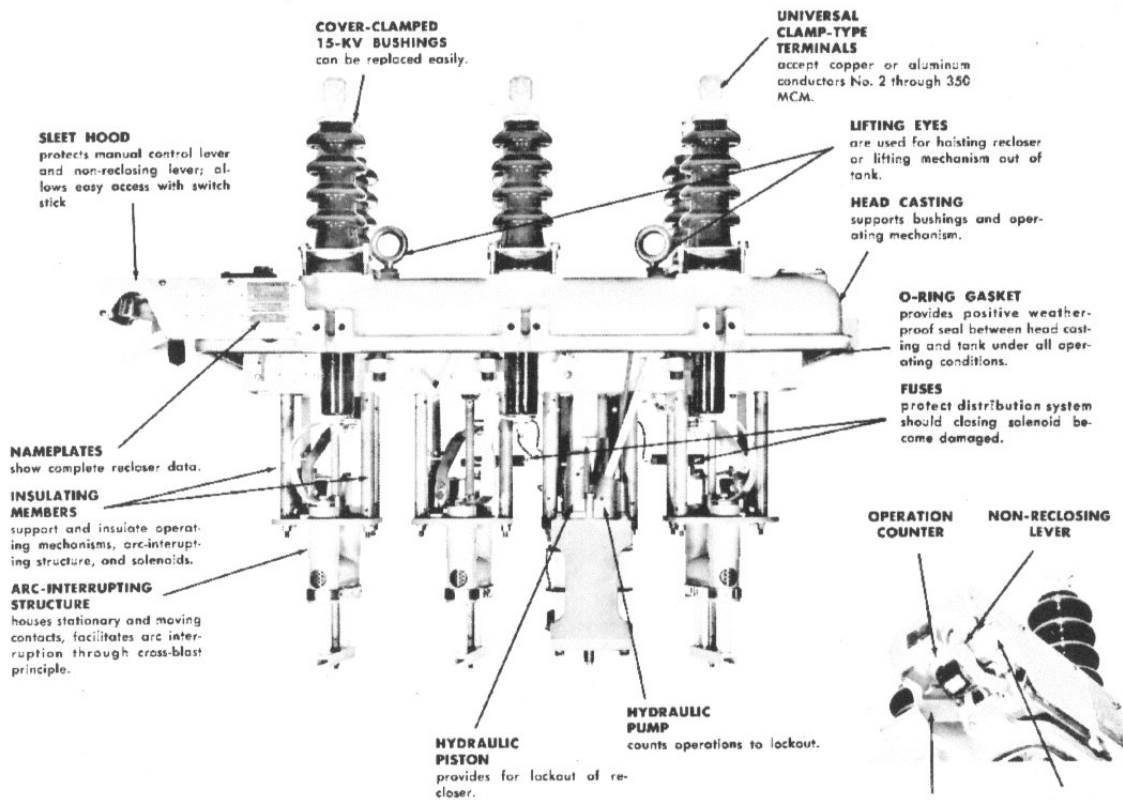


FIGURE 2
Control levers

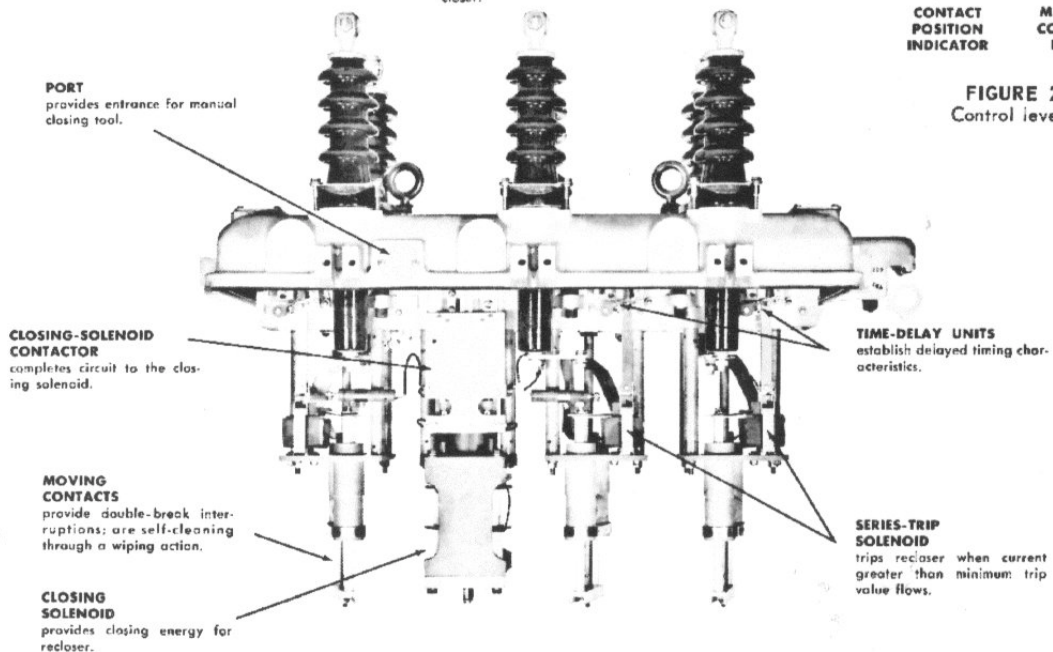


FIGURE 1
Principal components, Type R recloser.



SERVICE DATA
OIL CIRCUIT RECLOSERS • THREE-PHASE
 Type R • Accessories • Type W
KA886R2

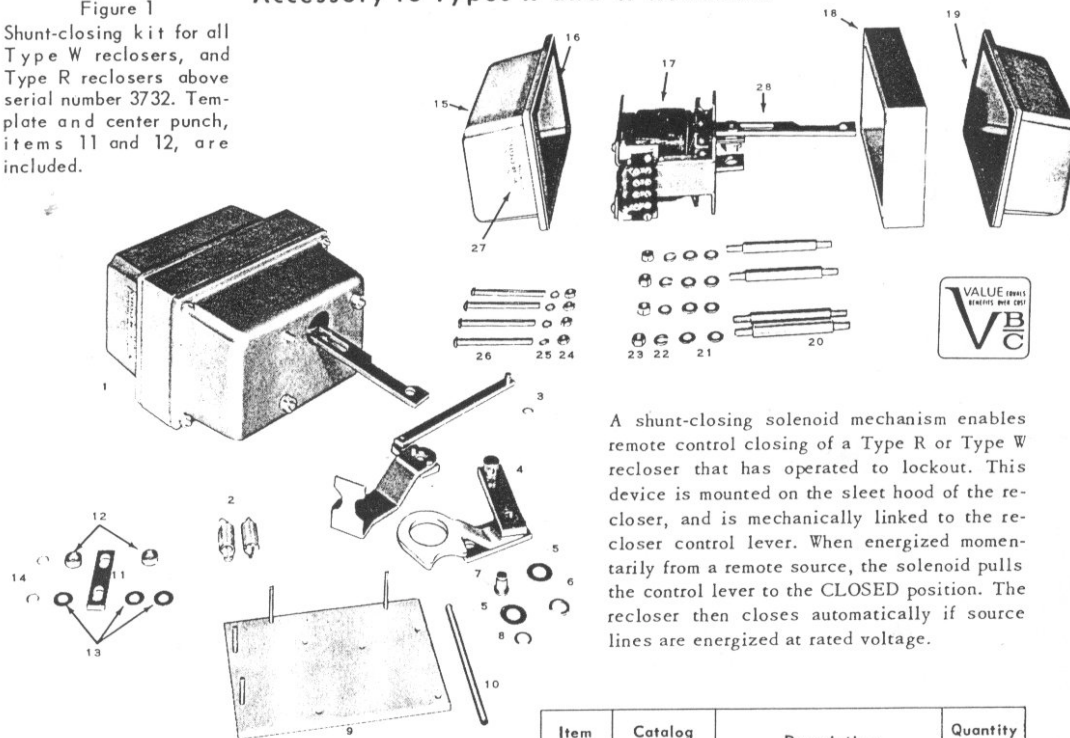
281-21SC-6

Page 1
 March, 1964

**Installation of KA486R Shunt Closing
 Accessory to Types R and W Reclosers**

Figure 1

Shunt-closing kit for all Type W reclosers, and Type R reclosers above serial number 3732. Template and center punch, items 11 and 12, are included.



A shunt-closing solenoid mechanism enables remote control closing of a Type R or Type W recloser that has operated to lockout. This device is mounted on the sleet hood of the recloser, and is mechanically linked to the recloser control lever. When energized momentarily from a remote source, the solenoid pulls the control lever to the CLOSED position. The recloser then closes automatically if source lines are energized at rated voltage.

Item Number	Catalog Number	Description	Quantity Per Kit
1		Basic solenoid housing and mechanism	1
2	KP1400R	Latch spring	2
3	KP77	C ring	1
4	KA280R	Operating handle	1
5	KP2028A-2	Washer spacer	2
6	KP81	C ring	1
7	KP772R	Link pin	1
8	KP2019A4	C ring	1
9		Template	1
10		Center punch	1
11	KP1424R	Latch bar	1
12	KP1047R	Spacer	1

Item Number	Catalog Number	Description	Quantity Per Kit
14	KP77	C ring	2
15	KP608R	Housing cover	1
16	KP649R	Gasket	2
17	KP281R	Solenoid only	1
18	KP758R	Housing spacer	1
19	KP1398R	Housing base	1
20	KP770R	Mechanism support stud	4
21	KP339	Washer, No. 14S, brass	8
22	KP545	Lock washer, 1/4"	4
23	KP279	Hexnut, 1/4"-20	4
24	KP595	Hexnut, No. 10-24, sstl	4
25	KP539	Lock washer, No. 10, sstl	4
26	KP643	Machine screw, No. 10-24 x 2 1/2", sstl	4
27	KP781P	Detent pin	1

SERVICE DATA

OIL CIRCUIT RECLOSERS • THREE-PHASE

Type R • Accessories • Type W

16. Position lower gasket and center section of solenoid housing as shown in figure 12. Center section can be rotated or inverted to locate opening at any one of four corners. Hole in center section is $\frac{7}{8}$ inch in diameter and will accommodate cable or thin-walled conduit. Install conduit or cable and connect remote control circuit to solenoid terminals. Position upper gasket and cover section of housing. With four No. 10-24 x $2\frac{1}{2}$ " machine bolts, lock washers, and hexnuts, fasten together all sections of the solenoid housing.

NOTE: A shunt-closing solenoid should be connected through a momentary contact of the remote control. This will insure the solenoid being energized only when the recloser is to be closed.

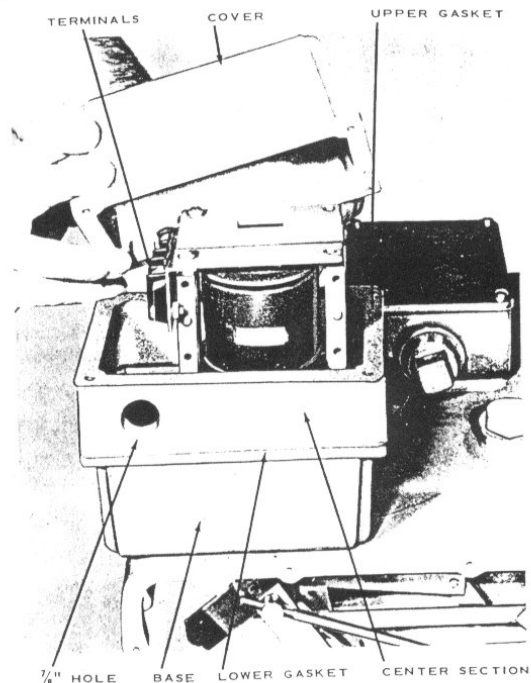


Figure 12
Assembling solenoid housing.

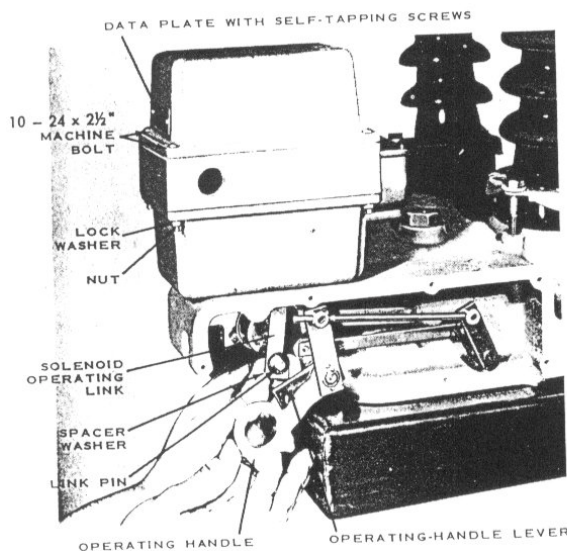


Figure 13
Completing assembly of shunt-closing mechanism.

17. Slide pin, item 7 of figure 1, through solenoid operating link. Slide spacer washer, item 5 of figure 1, onto link pin. Then slide recloser operating-handle lever onto link pin. Secure with C ring.

18. Replace sleet hood cover. Recloser is now ready for service.

Reclosers



Cooper Power Systems

Accessory Information Installation of Auxiliary Switch KA369R

Service Information
S280-80-11

Applicable to Recloser Types R, RE, RV, RVE, RX, RXE, VW, VWE, VWV, VWVE, W, WE, WV, and WVE

DESCRIPTION

Remote indication of the recloser contact position or switching of other devices can be achieved when the recloser is equipped with an auxiliary switch. The KA369R auxiliary switch kit mounts externally on the head casting. For field installation the kit is shipped with a number of loose attaching components as shown in Figure 1 and described in Table 1.

INSTALLATION PROCEDURE

1. Remove the recloser from service following approved local procedures.
2. Untank the recloser mechanism.
 - A. Remove the ten bolts that secure the head assembly to the tank.
 - B. Using the lifting lugs provided on the head and a suitable hoist, raise the mechanism out of the oil and allow the excess oil to drain.

CAUTION

Untank the recloser in a well-ventilated area, away from open flames, sparks, or lighted smoking materials. Be sure to ventilate the recloser thoroughly before performing maintenance or testing. Be sure the recloser is tripped open before raising the mechanism so the recloser will not be tripped accidentally while the mechanism is out of oil.

- C. Support the unit on the mechanism frame ends in a suitable rack.
3. Remove the head assembly from the mechanism.

NOTE: Separate procedures are provided for hydraulic reclosers (Step 3A), and electronic reclosers (Step 3B).

- A. Removal of head assembly—hydraulic reclosers.

- (1) Disconnect all bushing leads at the lower end of the bushings. Also disconnect any accessories, such as the ground trip solenoid, at their terminals.
- (2) Disengage the control lever and the contact position indicator by pushing the spring-loaded couplers (Figure 2) inward. Turn the couplers to lock them in the disengaged position.

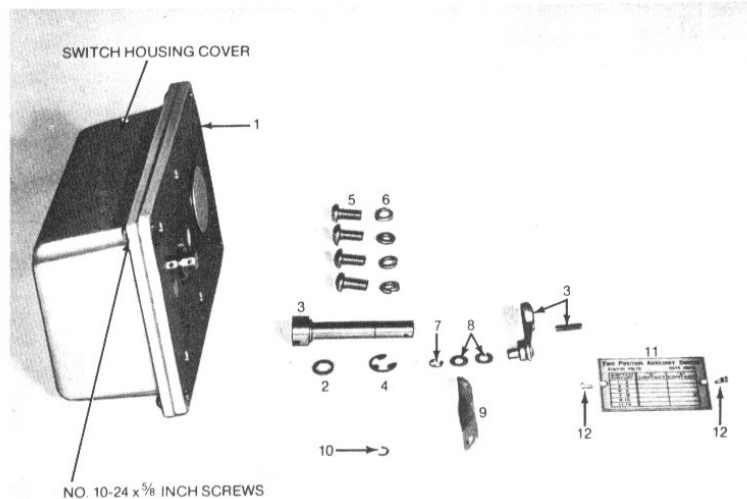


Figure 1.
Auxiliary switch accessory kit.

TABLE 1

Item Number	Catalog Number	Description	Qty. Per Kit
1	KA612R11 KA612R22 KA612R33 KP608R KP649R KP648R1	Switch, single stage Switch, two stage Switch, three stage Switch housing cover Cover gasket Mounting plate	1 1 1 1 1
2	KP2000A3	Rubber o-ring shaft seal	1
3	KA351R	Switch operating shaft and lever	1
4	KP86	Type E retaining ring	—
5	KP613	Sstl machine scr— $\frac{1}{4}$ " - 20 x $\frac{5}{8}$ ", switch mtg.	4
6	KP563	Sstl lock washers— $\frac{1}{4}$ "	4
7	KP2013A44	Type E retaining ring	1
8	KP335	Brass washers No. 10S $\frac{7}{16}$ " O.D. x $\frac{3}{16}$ " I.D.	2
9	KP651R	Switch link	1
10	KP84	C retaining ring	1
11	KP655R	Nameplate—contact designation	1
12	KP69	Sstl self-tapping scr—No. 2 x $\frac{3}{16}$ "	2

These instructions do not claim to cover all details or variations in the equipment, procedure, or process described, nor to provide directions for meeting every possible contingency during installation, operation, or maintenance. When additional information is desired to satisfy a problem not covered sufficiently for the user's purpose, please contact your Cooper Power Systems sales engineer.

February 1979 Supersedes 10/77

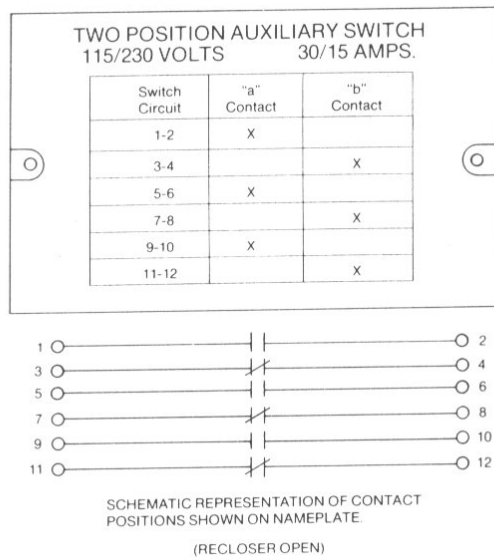


Figure 14.
Nameplate and schematic diagram for typical three-stage switch.

To change any cam position:

1. Remove the auxiliary switch housing cover.
2. Remove the four screws and lockwashers securing the housing base plate to the recloser head.
3. Lift off the entire switch assembly.
4. Remove the cotter pin and collar from the square shaft.
5. Remove the hex nuts and lockwashers from the two long machine screws holding the switch sections to the base plate.
6. Starting with the bottom section, lift the cams off the square shaft.
7. Replace the cams in one of the positions shown in Figure 15.
8. Reposition and fasten the switch sections to the housing base plate.
9. Replace the collar and cotter pin on the shaft.
10. Remount the assembled switch on the recloser head, making sure that the pin in the square shaft engages the notch in the switch operating shaft in the head casting.

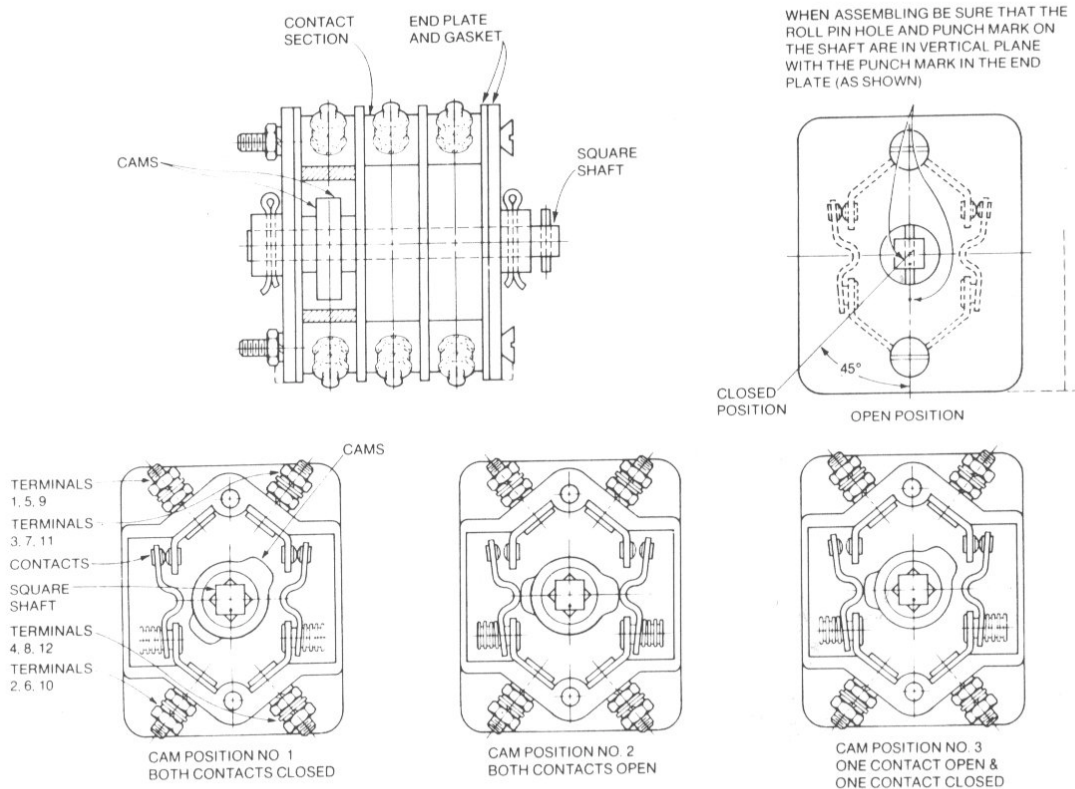
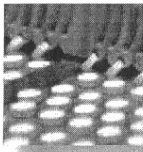


Figure 15.
Auxiliary switch cam positions.

Anexo B.3: Ficha técnica del PLC.

Modicon TSX Momentum

Adaptable systems for
varying needs



Cost effective for distributed I/O

For applications requiring small "drops" or concentrations of I/O distributed over many locations, the TSX Momentum I/O system (Communication Adapters and I/O Bases) cost effectively locate I/O close to the process on many popular open fieldbus networks. For example, you could have requirements to deploy distributed I/O in a PC based control environment. Whether the supported I/O network of the PC based control system is Modbus Plus, FIP/IO, Ethernet, Interbus, Profibus, DeviceNet, or ControlNet, TSX Momentum can stabilize your designs.

Independent processing

Rather than put a Communication Adapter on the I/O Base, you could put a Processor Adapter on instead. Now you'll have a simple, small controller. With the wide variety of I/O Bases to choose from on which a Processor Adapter can be

mounted, many applications on the low end can be reached simply and cost-effectively. If stand-alone control of 16 to 32 points is required, there are DC and AC discrete combination input-output bases to deploy. In cases where speed is required, there is a Fast Response I/O Base that could be used in conjunction with the FastScan M1 Processor Adapter. And, if analog is required there is a multi-function I/O Base that supports four analog inputs, two analog outputs and six 24 Vdc discretes — four inputs and two outputs. In addition to the standard Modbus programming port, some Processor Adapters have a second port to support TSX Momentum distributed I/O. Using the Interbus Communication Adapters, you can distribute over 80 TSX Momentum I/O modules up to 8 miles from one CPU and I/O Base.

Distributed system

In larger, integrated control architectures, TSX Momentum can off-load, simplify, bridge, distribute, consolidate, and otherwise fill the gaps in conventional systems. Being part of the 984

Family of products, TSX Momentum is a natural extension to the Modicon TSX Quantum and TSX Compact architectures.

Integrated architectures

First, as a distributed I/O platform, TSX Momentum I/O is made-to-order for the Profibus DP and I/OBus (Interbus-140 NAO 611 10) communication modules in the TSX Quantum series, and the I/OBus (Interbus-AS BBKF 211) communication module in the TSX Compact series—not to mention Modbus Plus Communication Adapters for the Quantum and Compact. Further, FIP I/O Communication Adapters provide distributed I/O for Modicon TSX Premium and TSX 7 controllers. Then, there are the Processor and Option Adapters, each with their own locally distributed I/O, networked together via Modbus Plus and programmatically interlocked into larger Quantum and/or Compact applications! So, whatever your process application needs may be, Modicon is the solution. High speed, low-cost, modular, open architectures.



Modicon TSX Momentum

System architecture



TSX Momentum I/O Bases

TSX Momentum I/O Bases support the rest of the control system – Processors, Option Adapters, and Communication Adapters – which attach to the I/O base. Many types of I/O modules are available, including analog I/O, discrete I/O, multi-function analog, and bi-directional discrete bases. In addition, TSX Momentum's simple, plug-in wiring means installation and maintenance is a snap. You can use either standard 35mm DIN rail to mount the I/O Base, or mount it directly to a panel. Mounted on the I/O Bases are either Communication Adapters or Processor Adapters to control the I/O Base.

TSX Momentum Communications Adapters

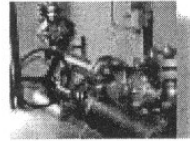
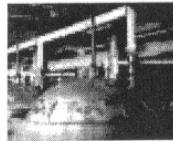
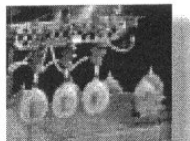
When a Momentum I/O Base is coupled with a Communications Adapter, the two form a remote I/O drop that directly connects to virtually any standard fieldbus I/O network. Together, TSX Momentum I/O supports control systems based on personal computers, programmable controllers, and TSX Momentum processors.

TSX Momentum Processor Adapters

When local distributed intelligence is required at the point of control, TSX Momentum has the answer. TSX Momentum M1 Processor Adapters are full-fledged PLCs containing a CPU, RAM and Flash Memory. They are based on the popular Modicon Family, just like the Modicon TSX Compact and Quantum PLCs, and they snap onto the TSX Momentum I/O Base just like the Communications Adapters.

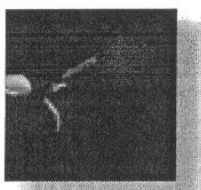
TSX Momentum Option Adapters

The Option Adapters provide the Processor Adapters with additional networking capability, time-of-day clock and battery backup. The Option Adapter connects directly to the I/O Base, and on top of it connects a Processor Adapter.



Modicon TSX Momentum

Communication adapters



Modbus Plus

Modbus Plus is a peer-to-peer network that communicates with up to 64 devices, such as TSX Momentum I/O modules, programmable controllers, computers, Human-Machine-Interfaces (HMI), and other Modbus Plus compatible control devices. Modbus Plus has the capability to communicate I/O data, interlocks, data acquisition, program uploads/downloads, and online programming and monitoring.

Interbus

The Interbus Communication Network is an open architecture network that utilizes a master - slave mode of operation for high speed I/O data communications. Interbus utilizes either a single programmable controller or industrial computer as the network master to communicate with up to 256 slave devices, such as TSX Momentum I/O modules or other Interbus compatible control devices.

I/O Bus

I/O Bus is supported by TSX Momentum with a direct interface as part of the Processor and Communication Adapters, and is compatible with all Interbus devices that do not require the use of the PCP protocol of Interbus. I/O Bus is a high speed field bus capable of reliable, deterministic control of I/O over distances of up to 42,000 feet. The Interbus Communication Adapter for Momentum I/O modules is designed for use with Momentum Processor Adapters or any other control system with an Interbus master device.

Profibus DP

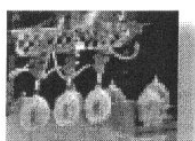
Profibus DP is an open, industry standard communication network that enables Momentum I/O to be used in open architecture control systems with other Profibus DP compatible control products. It provides a flexible, time critical, cost-effective solution for distributing I/O modules throughout a large area.

FIPIO

FIPIO is an industrial communication network that enables TSX Momentum I/O to be used with Telemecanique TSX Premium, TSX Series 7 and April programmable controller systems as well as other FIPIO compatible control products.

Ethernet I/O

The use of Modbus, TCP/IP, and Ethernet allows connection to Schneider Automation control products, including TSX Momentum I/O Modules, and provides access to operations data from field devices on the manufacturing floor on up through to the Plant Wide Enterprise. Ethernet utilizes an IP addressing scheme which permits a nearly unlimited number of units or connections on the network. And with the use of standard Ethernet routers, hubs, and bridges, the performance and distance capabilities of the network can be tailored to meet the needs of almost any control system.



Model Numbers	171CCC96020	171CCC98020	171CCC96030	171CCC98030
CPU	186 based (AMD)	186 based (AMD)	186 based (AMD)	186 based (AMD)
Clock Speed	50 MHz	50 MHz	50 MHz	50 MHz
Word length	16 bit	16 bit	16 bit	16 bit
RAM Memory	512K	512K	544K	544K
Flash Memory	512K	512K	1M	1M
984 LL Program				
Logic Memory	18K words	18K words	18K words	18K words
Registers	24K words	24K words	24K words	24K words
IEC Program				
Logic Memory	N/A	N/A	200 K bytes	200 K bytes
I/O capacity-total	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out
I/Obus capacity	4096 I/O points	N/A	4096 I/O points	N/A
Logic solve time	130 μ sec/K typical	130 μ sec/K typical	130 μ sec/K typical	130 μ sec/K typical
Comm. Port 1	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP
Comm. Port 2	I/Obus (Interbus)	Modbus RS-485	I/Obus (Interbus)	Modbus RS-485
Web Pages	5 - Embedded	5 - Embedded	5 - Embedded	5 - Embedded

Programming Software

Concept 984 Ladder Logic – version 2.2

ProWORX 984 Ladder Logic – version 2.0

Concept IEC – version 2.2

¹ A total of 8192 0x or 1x discretes can be configured for use in the program logic.

² A total of 26032 3x or 4x registers can be configured for use in the program logic.

³ This limit applies to the number of bits that can be assigned using the I/O Map for the I/Obus port. You can assign up to 4096 Input /Output bits.

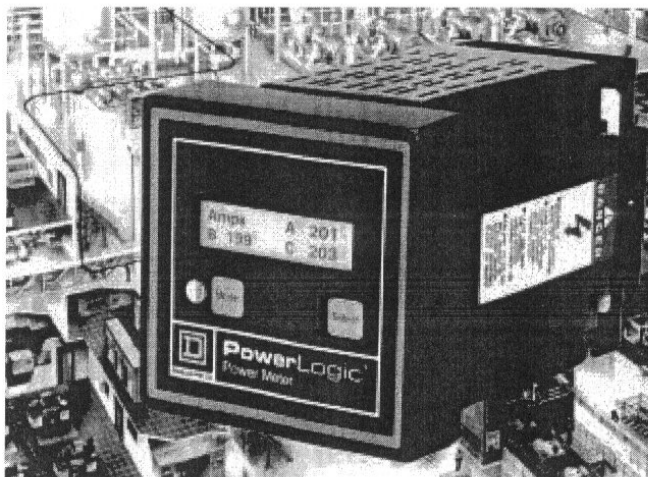
⁴ I/O can be further extended using one of the Modbus Plus Option Adapters and the Peer Cop functionality.

Anexo B.4: Ficha técnica del medidor de variables.

Class 3020

POWERLOGIC® Power Meter

The POWERLOGIC Power Meter is capable of replacing a full complement of basic analog meters. This cost effective, high performance meter can operate as a stand-alone device or as part of a POWERLOGIC Power Monitoring System to help reduce energy and maintenance costs by providing valuable power information.



Power Meter Features

- True rms metering to the 31st harmonic
- Certified ANSI C12.16 revenue accuracy
- UL Listed, CSA Approved, CE Marking, NOM Approved
- 0.25% accuracy on current and voltage
- All readings are scaled to their actual values without the need for a multiplier
- THD readings for each metered phase of current and voltage
- Onboard data and event logging
- Simultaneous display of phase A, B, C quantities
- Flexible mounting with separate meter and display
- Optional display mounts in standard 1% meter cutout
- Easy retrofit into existing power equipment
- No PTs or separate control power required up to 600V
- Flexible communication options including Modbus® RTU and POWERLOGIC protocols
- KYZ pulse initiator for communication to energy management systems

Economical Metering Solution

- Neutral current monitoring to detect overloaded neutrals
- Individual machine load monitoring
- Available feeder capacity monitoring (peak demand current)
- Load monitoring for predictive maintenance/troubleshooting
- Departmental kWh cost allocation
- Remote meter reading and data logging from a personal computer using POWERLOGIC System Manager™ software and RS-485 communications

Reduce Costs and Maintain Power System Reliability

The POWERLOGIC Power Meter is designed for use in basic power metering applications. It can replace conventional metering devices such as ammeters, voltmeters, and watt-hour meters while providing powerful capabilities not offered by analog metering. The power meter's true rms readings (31st harmonic response) accurately reflect non-linear circuit loading more than conventional analog metering devices. The power meter calculates the neutral current, which can assist in identifying overloaded neutrals due to either unbalanced single phase loads or triplen harmonics. Circuits can be closely monitored for available capacity by keeping track of the peak average demand current. Accurate circuit loading information is essential to get the most out of existing power equipment while maintaining power system reliability.

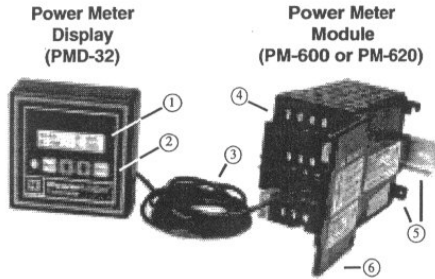
The power meter provides a full complement of accurate true rms metering values through the optional display, or via the standard RS-485 communication port to a POWERLOGIC Power Monitoring and Control System. A model PM-600 power meter module replaces a full complement of basic analog meters including a watt-hour meter. The model PM-620 power meter module extends the metering capabilities to report demand readings for power and current including the date and time of peak demand. The model PM-620 also provides neutral current and per phase THD for each metered current and voltage. The model PM-650 extends the metering capabilities further to provide min/max readings and basic onboard alarming and logging. Refer to the tables for information about the metering values reported by each model. Each model also includes a KYZ output to communicate energy and demand information to third party systems.



SQUARE D
GROUPE SCHNEIDER

POWERLOGIC

Power Meter



Power Meter Module and Display Features

- ① 2-line x 16 character LCD display
- ② Tactile function keys
- ③ Multi-conductor communication cable (up to 50 feet)
- ④ Control power, metering KYZ and communications connections
- ⑤ Panel or DIN rail mounting
- ⑥ Removable terminal shield

Mounting and Connection Flexibility

The power meter's small size and variety of mounting configurations allow it to be readily installed in new equipment or retrofit into existing equipment. The power meter module can be mounted onto a 35mm DIN rail, or it can be mounted on any flat surface using its four mounting feet. For added simplicity in retrofit installations, the panel mounting hole patterns for both the power meter module and the optional power meter display match the conventional 4-inch ammeter/voltmeter spacing so the meter and the display can be mounted back-to-back on opposite sides of a panel surface. In metering installations of 600 V and below, the power meter provides additional savings in both cost and mounting space by eliminating the need for PTs and control power transformers.

The power meter accepts inputs from standard 5 A CTs and has full scale input of 10 A. The voltage inputs can be directly connected to 3 phase circuits of 600 V and below without the need for PTs. For higher voltage circuits, the power meter accepts a full range of PT primary values with control power derived from the PTs or from a separate source of ac or dc control power.

Versatile Display

The optional power meter display mounts in the same space as a conventional 4-inch ammeter and is connected to the power meter module with a communication cable. With the 2-line by 16-character LCD display, the user can view metering data, and access the password protected meter setup and resets menus. Since the power meter display can be mounted up to 50 feet away from the power meter module, power metering can now be installed in tight equipment spaces without sacrificing convenient and affordable local display. The power meter display cable connects to the meter using a standard RJ-11 connector which provides both communications and control power to the display. If local display is not required on every meter, one display can be used to setup any number of power meters to communicate with POWERLOGIC application software. The communications port on the power meter display is optically isolated from the 600 V metering connections.

Setup and resets are password protected and are easily done through the power meter display or via the network using System Manager™ 3000 software. From the optional display, POWERLOGIC or Modbus RTU protocols can be selected. No DIP switches or other hardware adjustments are required for setup. All readings are scaled to their actual values without the need for a multiplier.

Advanced Functionality

In addition to the basic metering functions, the power meter increases its value to you with advanced functionality features.

- **Power Quality Readings** – Total Harmonic Distortion (THD) for current and voltage readings indicate potential power quality problems, which unchecked, could disrupt critical processes or damage equipment.
- **Min/Max Readings** – Min/max readings provide measurements of extreme meter values needed for maintenance purposes. These readings can be viewed and reset from the display. Min/max resets are password protected.
- **Alarm/Relay Functions** – The PM-650 has onboard alarms. Alarm functions include over/under conditions for voltage, current, frequency, and phase unbalances. In addition, these alarms can be assigned to operate the solid-state output.

- **Event Logging** – When an alarm condition occurs, the PM-650 power meter logs the event in nonvolatile memory. These events can be viewed from the display or POWERLOGIC software.
 - **Data Logging** – As part of a comprehensive power monitoring system, the PM-650 expands metering capabilities with data logging. Values are stored in nonvolatile memory, preserving critical data for the interval between logging updates via communications with the system computer. All metered values are available for recording at user defined intervals, offering total flexibility. A typical log configuration is recording demand readings for KW, kVAR, and kVA, at hourly intervals, storing 3 days of information. The meter is pre-configured from the factory to log the following values:
 - Line-to-Line Voltages for Phases A-B, B-C, C-A
 - True Power Factor
 - Present Current Demand for Phases A, B, C, and neutral
 - kW Demand - 3 Phase Total
 - kVAR Power Demand - 3 Phase Total
 - kVA Power Demand - 3 Phase Total
- POWERLOGIC application software is used to customize data log configurations.

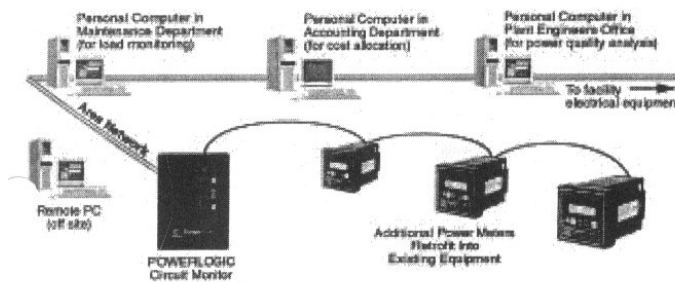
POWERLOGIC System Compatibility

The power meter supports standard POWERLOGIC RS-485 communications up to 19,200 Baud with communications links up to 10,000 feet. A meter can quickly be installed into any existing POWERLOGIC system. The power meter is fully integrated into the latest POWERLOGIC application software, System Manager 3000. SMS-3000 software enables users to manage their electrical distribution systems by providing tabular and graphical data displays, alarms, real time and historical time trend tables and graphs, and reports. Power meter setup, reset operations, and wiring diagnostics can also be performed from a remote personal computer using System Manager 3000 software.

POWERLOGIC power monitoring devices and systems assist in equipment monitoring for cost allocation, troubleshooting, predictive maintenance, planning, and more. The lower installed cost of the power meter makes it possible for facilities to monitor many smaller, less critical feeder circuits enabling whole facility power monitoring.

POWERLOGIC Power Meter Feature Comparison

Meter Feature	Values	Model PM-600	Model PM-620	Model PM-650
Current, per phase	A, B, C	●	●	●
Current, neutral	N		●	●
Volts, L-L	A-B, C-B, C-A	●	●	●
Volts, L-N	A-N, B-N, C-N	●	●	●
Real power (kW)	A, B, C, total	●	●	●
Reactive power (kVAR)	A, B, C, total	●	●	●
Apparent power (kVA)	A, B, C, total	●	●	●
Power factor (true)	A, B, C, total	●	●	●
Frequency		●	●	●
Real energy (kWh)	3 phase total	●	●	●
Reactive energy (kVARh)	3 phase total	●	●	●
Apparent energy (kVAh)	3 phase total	●	●	●
Energy accumulation modes	Signed, absolute, energy in, energy out	●	●	●
KYZ output		●	●	●
RS-485 POWERLOGIC and Modbus RTU communications		●	●	●
THD, voltage & current	A, B, C		●	●
Current demand	A, B, C, N, present & peak		●	●
Real power demand (kWd)	3 phase total, present & peak		●	●
Reactive power demand (kVARd)	3 phase total, present & peak		●	●
Apparent power demand (kVAd)	3 phase total, present & peak		●	●
Date/time stamping	Peak demands, power up/restart, resets		●	●
Predicted power demand	kW, kVAR, kVA			●
Onboard alarms	Under/over conditions, phase unbalance conditions			●
Min/max readings	Frequency, current, voltage, power, power factor, THD			●
Data and event logs				●
Advanced demand options	Synch to comms, sliding block calculation			●



Example of a POWERLOGIC Power Monitoring and Control System

Anexo B.5: Ficha técnica de la UPS.

Increased Critical Device Uptime All the Technical Features You're Looking For

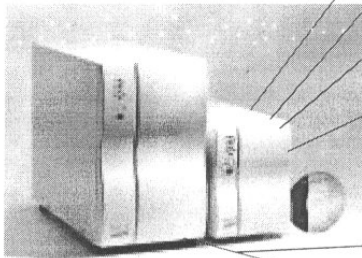
Features	Benefits
▶ Smart battery management	The built-in microprocessor optimizes the charging sequence to prolong battery life and reduce charging time to only 3 hours, 80% capacity
▶ Sine wave output	Total compatibility with sensitive power supplies
▶ Extended back-up time (EX 10 & above)	Up to 4 hours of battery runtime for Internet servers or Telecom applications by adding hot-swappable modules to the UPS

On-Line Technology Delivers More Than Traditional Line-Interactive UPSs

Features	Benefits
▶ Continuous voltage regulation	Longer life for your computer hardware. Continuous voltage regulation prevents output voltage disturbances typical of line-interactive UPSs
▶ Input power factor correction	Reduces harmonics. Increases UPS output power
▶ Wider input operating range	In extreme brownout conditions (down to 70 volts at 1/3 load), the UPS continues to operate without switching to batteries
▶ Light weight	Heavy 60 Hz magnetics eliminated
▶ Low profile rack-mounted unit	Saves valuable space in rack enclosure

For Any Network Application

Whatever your need is, there is an EX waiting for you, in two convenient form factors, Tower or Rack-mount.



Pulsar EX 7 (700 VA)
For high-end workstations or PABXs

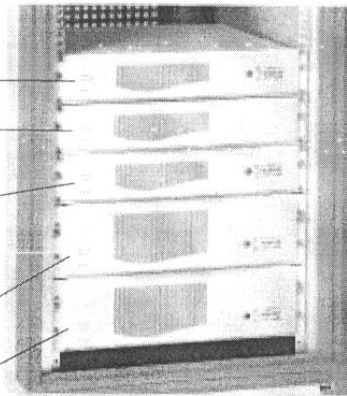
Pulsar EX 10 (1000 VA)
For workgroup servers

Pulsar EXB 2U
Battery extension for
EX models (1000-3000 VA)

Pulsar EX 15 (1500 VA)
For departmental servers

Pulsar EX 20 (2000 VA)
For up to 4 servers

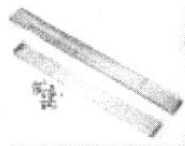
Pulsar EX 30 (3000 VA)
For up to 6 servers



Convenient Installation



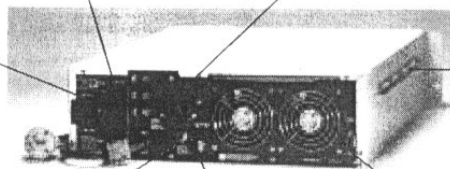
Integrated handles make it easy to slide UPS out of any enclosure



Includes universal rail system to install the UPS in any enclosure

Up to two outlet types to fit all needs

Facility wiring fault indicator



Input circuit breaker

Battery connector for optional extended runtimes (up to 4 hours)

Expansion slot for optional communication cards. Choose between:
▶ Ethernet/SNMP
▶ Contact closure card

Guides for mounting rails

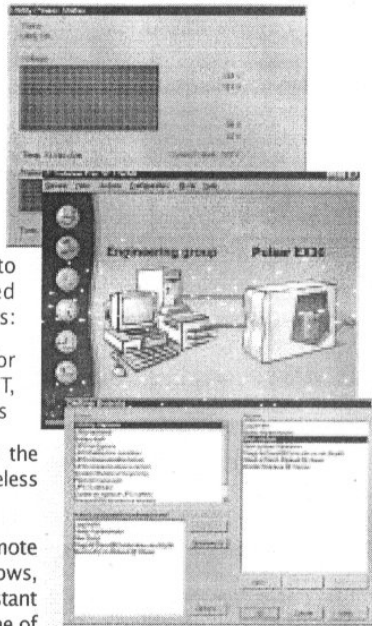
Smart communication port to interface with Solution-Pac power management software

Perfect Network Integration

Solution-Pac Power Management Software

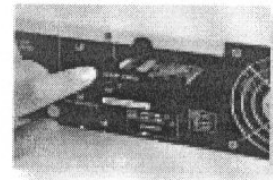
All EX models are supplied with MGE's **Solution-Pac software**. This is the most comprehensive tool available for power management, UPS remote control, automation of everyday tasks (e.g. server startup & shutdown) and for setup of proactive measures during emergencies (orderly system shutdown, paging, etc.). Solution-Pac/WAN uses a TCP/IP-based, distributed architecture to take advantage of unmatched network communication capabilities:

- ▶ Cross-platform compatibility for a combination of Windows NT, NetWare, Unix, OS/2 and VAX systems
- ▶ Multiple server shutdown, without the use of bulky, expensive and featureless external splitter boxes
- ▶ Built-in SNMP capabilities for remote management from Solution-Pac Windows, Unix-based consoles or from a distant network management system using one of the snap-in applications for CA Unicenter TNG, HP OpenView, IBM NetView or SunNetManager included in the Management-Pac CD-ROM (optional)



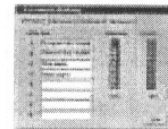
Direct Network Connection

In addition to the convenient proxy agents provided with Solution-Pac, the optional Ethernet/SNMP card provides direct network connection. The UPS will have its own IP address and ability to remotely control the server it protects. The optional status card is used for telecom applications where only basic information such as "UPS on battery" or "low battery" is required. It is also used to interface Pulsar EX with an IBM AS/400.

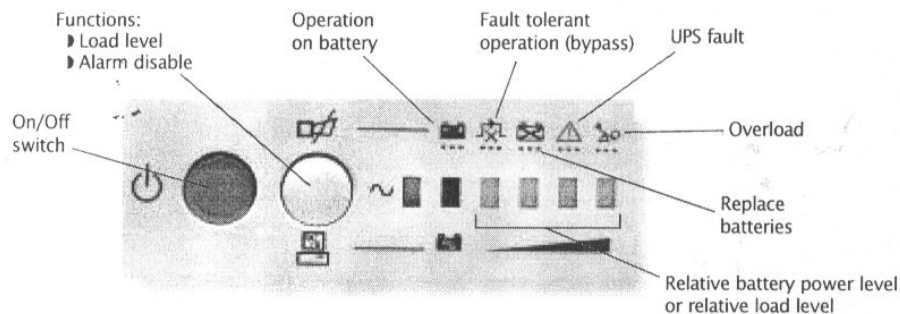


Environment Monitoring

The optional UM Sensor monitors the temperature and humidity of the network room where UPS is installed. Eight external alarms including access control or smoke detection can also be managed. UM Sensor interfaces with Solution-Pac power management software.

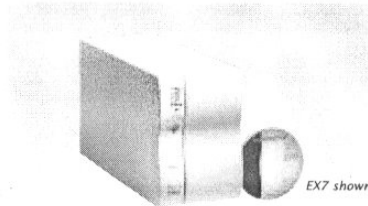


Comprehensive Display and Controls

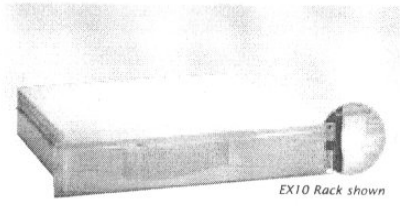


Pulsar EX Specifications

Dimensions and Weights



EX7 shown



EX10 Rack shown

Model No.	Part No.	Dimensions WxHxD (in.)	Weight (lbs.)	Part No.	Dimensions WxHxD (in.)	Weight (lbs.)
EX 7 (700VA/490W)	89007	5.7x8.7x15.8	27			
EX 10 (1000VA/700W)	89010	5.7x8.7x15.8	31	89010R	2U-19x3.5x16.3	38
EX 15 (1500VA/1050W)	89015	5.7x8.7x15.8	43	89015R	2U-19x3.5x19.5	51
EX 20 (2000VA/1400W)	89021	7.6x13x17	77	89021R	3U-19x5.3x21.8	88
EX 30 (3000VA/2100W)	89030	7.6x13x17	77	89030R	3U-19x5.3x21.8	92
EXB 10 battery extension	89011	5.7x8.7x15.8	42	89011R	2U-19x3.5x16.25	49
EXB 15 battery extension	89016	5.7x8.7x15.8	56			
EXB 20/30 battery extension	89031	7.6x13x17	110			
Rack Kit EXB 10/15	8806U	6U-19x10.5x19	20			
Rack Kit EXB 20/30	8807U	5U-19x8.8x19	20			
EX 20 maintenance bypass	89020MBP	7.6x13x17	15			
EX 30 maintenance bypass	89030MBP	7.6x13x17	15			
EX 30 208 or 240 VAC step-up transformer	89032	7.6x13x17	65			

Sizing Guide and Battery Runtimes

	Sm. Business Server	Work-group Server	Departmental Server	2 Each PC Servers	Enterprise PC Server	RISC Server	5 Each PC Servers	6 Each PC Servers
Power (VA)	300	700	1000	1250	1500	2000	2500	3000
EX 7	23	8						
EX 10	50	16	9					
EX 15	60	18	10	8	5			
EX 20	130	45	23	19	17	10		
EX 30	130	45	23	19	17	10	8	5

Eg. 2 PC servers are protected for 8 minutes with an EX15, or 19 minutes with an EX20/30.

Characteristics

	EX7	EX10	EX15	EX20	EX30
Electrical					
Input voltage range	700/490	1000/700	70-138 VAC	2000/1400	3000/2100
Output power (VA/W)			1500/1050		
Output voltage			120 VAC $\pm 3\%$		
Technology			True on-line double conversion		
Input frequency range			47-53 Hz or 57-63 Hz, auto-select		
Input power factor			>0.95		
Input plug	NEMA 5-15 w/6' cord	NEMA 5-15 w/6' cord	NEMA 5-15 w/6' cord	NEMA L5-20 w/6' cord	NEMA L5-30 w/6' cord
Output receptacles	3, NEMA 5-15	3, NEMA 5-15	3, NEMA 5-15	NEMA L5-20, 3, NEMA 5-15	NEMA L5-30, 3, NEMA 5-15
Crest factor			3:1		
Cold start			Yes		
Batteries					
Back up time (100% load)	8 min.	9 min.	5 min.	10 min.	5 min.
Back up time with extension module(s):			3 hours		
One/two, EXB modules, (100% load)	N/A	33/60 min.	30/55 min.	40/90 min.	30/60 min.
Recharge time (internal battery, 80%)					
			Periodic automatic self-test (frequency adjustable using EX Driver), protection against deep discharges.		
			Safety: UL, cUL, FCC A. Surge: ANSI/IEEE C62.41 Cat. A. Design, production, logistics and service: ISO 9001.		
Fault Tolerance					
Automatic bypass			Standard		
Communications					
User interface			6 LEDs + bar graphs + audible alarms		
Diagnostics			Complete self-diagnostics on start-up, weekly self-test		
Communication			True RS232 port		
Software provided			EX Driver and Solution Pac		
Platforms supported			Novell, Windows NT, Windows 95/98, OS/2, SCO UNIX, HP/UX, IBM AIX, DEC UNIX, SUN Solaris, Linux, Mac/OS and others		
Network boards (optional)			SNMP/Ethernet, status information/AS/400		
Environment					
Noise level			<41 dBA		
Environmentally friendly			Energy-saving function (sleep mode). Recyclable components.		
			Packaging and documents made of recycled paper. Recovery of used batteries.		
Warranty (U.S. & Canada)					
Parts and labor			2 years, inc. batteries		
P3 equipment protection warranty			\$35,000		

MGE UPS SYSTEMS

USA (headquarters)
1660 Scenic Avenue
Costa Mesa, CA 92626
Phone (800) 523-0142
(714) 557-1636
FAX (714) 557-9788

CANADA
#9, 2798 Thamesgate Dr.
Mississauga, ON L4T 4E8
Tel (905) 672-0990
(877) 672-0990
FAX (905) 672-7667

BRAZIL
Avenida Guido
Caloi 1985 (GALPAO 23)
Guarapiranga
Sao Paulo - SP, CEP 05802
Tel (55) 11-5890-3323
FAX (55) 11-5890-3353



MGE GREEN SWEEP
Call MGE to return your UPS for free
recycling to a US EPA certified recycling
center and help protect our environment.

www.mgeups.com
info@mgeups.com

EX 121
Effective: October 1999

©MGE UPS Systems, Inc. All specifications subject to change without notice. The MGE UPS Systems logo is a trademark of MGE UPS Systems.

PRINTED ON RECYCLED PAPER

Anexo B.6: Ficha técnica de la fuente de alimentación de 24 V CD.

Jameco Part number 123351



MEAN WELL

MEAN WELL

SWITCHING POWER SUPPLY

10E7

S-60

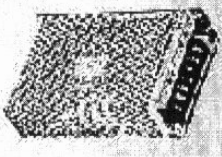
SERIES

- LOW COST, HIGH RELIABILITY
- 105V_{DC} OUTPUT CAPACITOR
- INTERNATIONAL AC INPUT RANGE
- BUILT IN LMT, FETEN, LOW RIPPLE NOISE
- HIGH EFFICIENCY, LOW WORKING TEMPERATURE
- SOFT START CIRCUIT, LIMIT NG AC RINGING CURRENT
- SHORT C. PROT., OVERLOAD, OVERVOLTAGE PROTECTED

COMPACT SIZE, LIGHT WEIGHT

100% FULL LOAD BURN-IN TEST

123336
123334
123342
123351



SPECIFICATION	MODEL	S-60-5	S-60-12	S-60-15	S-60-24
DC OUTPUT VOLTAGE		5V	12V	15V	24V
OUTPUT V. TOLERANCE		±2%	±1%	±1%	±1%
OUTPUT RATED CURRENT		1.2A	3A	4A	2.5A
OUTPUT CURRENT RANGE		0-1.2A	0-3A	0-4A	0-2.5A
RIPPLE & NOISE (p-p)		20mVp-p	100mVp-p	100mVp-p	100mVp-p
LINE REGULATION		±0.5%	±0.3%	±0.3%	±0.2%
LOAD REGULATION		±0.5%	±0.3%	±0.3%	±0.2%
DC OUTPUT POWER		60W	60W	60W	60W
EFFICIENCY		74%	77%	78%	81%
DC VOLTAGE ADJ.		±10, ±5%	±1%	±10%	±1%
INPUT VOLTAGE RANGE		85~264VAC			
INPUT FREQUENCY		47~53Hz			
AC CURRENT		2A/115V	1A/230V		
INRUSH CURRENT		COLD START	25A/15V	50A/230V	
OVERLOAD PROTECTION		105%~150%	TYPE: FOLD BACK CURRENT SHUTDOWN RECOVERY AUTO		
OVER V. PROTECTION		115%~135%			
OVER TEMP. PROTECTION					
TEMP. COEFFICIENT		+0.03% / °C (0~60°C)			
SETUP & SE. HOLD UP TIME		800ms, 50ms	10ms/115VAC	300ms, 50ms	80ms/230VAC
WITHSTAND VOLTAGE		1P O/P 3KV(MOT. & 1/F-FC) 1.5KV O/P-FC: 0.5KV 1min.			
WORKING TEMP./HUMIDITY		-10°C~+50°C, 20%~95% RH (REFER TO OUTPUT DERATING CURVE)			
STORAGE TEMP./HUMIDITY		-20°C~+55°C, 10%~95% RH			
DIMENSION		155*97*38mm CASE 301			
WEIGHT		0.25Kg			
SAFETY		UL1012, TUV EN60350 (IEC950, UL1950) APPROVED			
WG		G1EPR22 (EN55022) CLASS B, IEC811-2, 3, 4, FCC315-2 VERIFICATION			

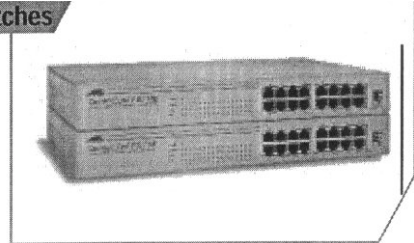
- NOTE:
1. ALL PARAMETERS ARE SPECIFIED AT 230VAC INPUT, RATED LOAD, 25°C AMBIENT.
 2. TOLERANCE: INCLUDE SET UP TOLERANCE, LINE REGULATION, LOAD REGULATION.
 3. RIPPLE & NOISE ARE MEASURED AT 20MHz BY USING A 12" TWISTED PAIR TERMINATED WITH A 0.1uF & 47uF CAPACITOR.
 4. LINE REGULATION IS MEASURED FROM LOW LINE TO HIGH LINE AT RATED LOAD.
 5. LOAD REGULATION IS MEASURED FROM 0% TO 100% RATED LOAD.
 6. C2, 3, 6 MUST BE REMOVED.

Anexo B.7: Ficha técnica del switch.

AT-FS700 Series, Unmanaged 10/100Mbps Fast Ethernet Switches

AT-FS716, 16 port unmanaged 10/100Mbps Fast Ethernet switch

AT-FS716E, 16 port unmanaged 10/100Mbps Fast Ethernet switch with external power supply



KEY FEATURES

Flow control support

Compact size
for desktop use

Transparent to
VLAN packets

MDI/MDI-X port

PERFORMANCE

The Allied Telesyn AT-FS716 and AT-FS716E provide powerful 10/100 switching solutions to desktop and small network environments. Each switch features full auto-negotiating 10/100 ports which automatically detect speed and duplex modes of attached devices and allow the switch to automatically configure for the best possible performance.

FLEXIBILITY

The AT-FS716 is supplied with 16 UTP ports for standard desktop or rackmount applications while the AT-FS716E is designed for desktop use only.

SIMPLE INSTALLATION

The AT-FS716 switches are fully auto-configuring requiring minimal or no set-up by the user. The autosensing ports allow seamless and simple connectivity between existing 10 Mbps Ethernet and 100 Mbps Fast Ethernet UTP devices and all units can be installed in minutes. Front panel LEDs allow users to monitor the switch status providing simple "at a glance" management.

QUALITY AND RELIABILITY

Allied Telesyn is the worldwide leader in unmanaged Ethernet devices and offers proven reliability, industry recognized quality and our unique free support.

SWITCHES

 **Allied Telesyn**
Simply connecting the IP world

AT-FS700 Series, Unmanaged 10/100Mbps Fast Ethernet Switches

STATUS INDICATORS

System Global LED:	Green ON	Power Up
Per Port LED:		
Link/Activity	Green ON	Link Connection
	Flashing	Receive Activity
100Mbps	Green ON	100Mbps Mode
	FDX Green ON	Full Duplex Mode

OPERATIONAL CHARACTERISTICS

MAC Addresses	Up to 8k
Forwarding/Filtering Rate	14,880pps for Ethernet 148,800pps for Fast Ethernet
Switching Modes	Cut Through Fragment Free Store-and-Forward

POWER CHARACTERISTICS

AT-FS716:	
Voltage	100-120/200-240VAC
Frequency	50-60Hz
Power Consumption	50W max.

AT-FS716E:
External power supply (supplied with unit)

ENVIRONMENTAL CHARACTERISTICS

Operating Temp.	0°C to 40°C (32°F to 104°F)
Non-operating Temp.	-20°C to 60°C (-4°F to 140°F)
Relative Humidity	10% to 90% noncondensing

PHYSICAL CHARACTERISTICS

Dimensions	33.0cm x 20.3cm x 3.8cm (13" x 7.9" x 1.5")
------------	--

Weight:	
AT-FS716	2.16kg (4.76lbs)
AT-FS716E	2.0kg (4.4lbs)

STANDARDS COMPLIANCE

IEEE 802.3	10T Ethernet
IEEE 802.3u	100TX Ethernet
IEEE 802.3x	Flow Control

ELECTRICAL/MECHANICAL APPROVALS

EN55022 Class Br
FCC Class A
VCCI Class B
CE
TUV

ORDERING INFORMATION

AT-FS716-xx
16 port unmanaged 10/100TX switch
with internal power supply

AT-FS716E-xx
16-port unmanaged 10/100TX switch
with external power supply

Where xx =
10 for U.S. power cord
20 for no power cord
30 for U.K. power cord
50 for continental Europe power cord

Product Range: Allied Telesyn's long-term focus on price/performance networking has made it a market-leading provider of LAN, WAN and MAN network systems. Advanced Layer 3 switch and router technology perfectly complements its traditional Layer 2 switch, hub, adapter card and media conversion capabilities.
U.S. Corporate Headquarters: 19800 North Creek Pkwy, Suite 200, Bothell, WA 98011, USA • Tel: 800.424.4284 • Fax: 425.481.3895
European Headquarters: Kon. Wilhelmplein 13/2, 1013, 1062 HH Amsterdam, Netherlands • Tel: +31 20-346 07 00 • Fax: +31 20-346 07 10

www.alliedtelesyn.com

© 2001 Allied Telesyn International Corp. All rights reserved. Information in this document is subject to change without notice.
All company names, logos, and product designs that are trademarks or registered trademarks are the property of their respective owners.

 **Allied Telesyn**

Anexo B.8: Ficha técnica del módem.



- Company Information
- Products
- Solutions
- Support

Get Our
CATALOG



Products

[Search go](#)

[Home](#) [Contact Us](#) [Inquiry](#)

Model 1088

2.304-Mbps mDSL Modem with Extended Range

Introducing low-cost fixed interface versions of Patton's popular NetLink 1095 mDSL modems



Features & Benefits

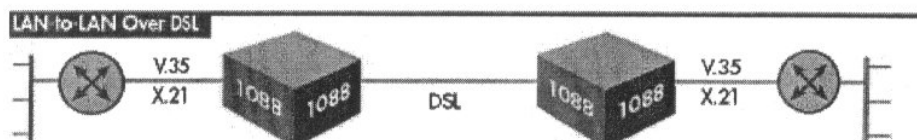
- Multi-Rate Symmetric DSL
- CAP (Carrierless Amplitude and Phase) Modulation
- Data Rates up to 2.304 Mbps
- Ethernet, G.703/G.704 X.21, V.35 and EIA-530 Interfaces Available
- Compatible with Popular Model 1095
- Multi-Rate Symmetric DSL
- SNMP/HTTP Manageable via 1001MC SNMP Agent Rack Card
- NetLink Plug-and-Play for Easy Installations
- Ethernet Version Supports PPP Bridging
- Universal Power Options, 120 VAC, 230 VAC, and -48 VDC Available
- Small, Convenient Desktop Unit
- CE Marked.

Overview

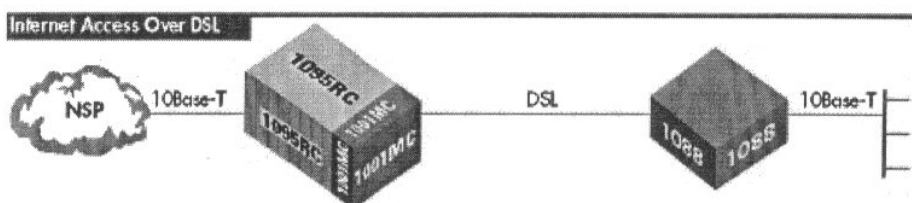
Patton's new NetLink Model 1088 provides high-speed two-wire connectivity frame relay, Campus and ATM networks. Providing symmetric DSL connectivity up to 2 Mbps over just two wires, the Model 1088 connects routers, switches access devices at distances up to 6.2 miles (10 km) (see distance table below)

Line Rate (kbps)	DTE Rates	Transmission Distances					
		26 AWG (0.4mm)			24 AWG (0.5mm)		
		feet	miles	km	feet	miles	km
144	64, 128	21400	4.0	6.6	30700	5.8	9.4
272	192, 256	20300	3.8	6.2	30600	5.8	9.4
400	320, 384	18600	3.5	5.7	29100	5.5	9.0
528	448, 512	17400	3.3	5.4	26100	4.9	8.0
784	576, 640, 704, 768	15800	3.0	4.9	22600	4.3	7.0
1040	832, 896, 960, 1024	15500	2.9	4.8	22100	4.2	6.8
1552	1088-1536	13600	2.6	2.4	19200	3.6	5.9
2064	1600-2048	12200	2.3	3.8	17200	3.3	5.3
2320	2112-2304	11500	2.2	3.5	15800	3.0	4.9

Available in four fixed-interface versions (10Base-T Ethernet, G.703/G.704, V.35), the Model 1088 operates at n x 64 kbps rates up to 2.304 Mbps. Our latest version, the Model 1088/I, offers 10Base-T bridging with PPP support. This enables customers to extend a router's serial interface and connect to a remote 10Base-T Ethernet LAN (see diagram below). All four versions of the Model 1088 are fully compatible, allowing extended distance conversions between G.703/G.704, V.35, Ethernet, etc.



The Model 1088 is also compatible with Patton's popular Model 1095 standard 1095RC rack card. Now service providers can cut costs and setup time by installing a rack-mounted Model 1095RC at the central site while bundling a Model 1088 service at the customer premises (see diagram below).



Convenient plug-and-play capability enables NSPs to quickly install or upgrade units. And both the 1095RC and 1088 can be managed via SNMP/HTTP using 1001MC SNMP agent card!

Related Information

Data Sheets (PDF) -- Requires Adobe Acrobat to view

Network Access Solutions Guide	November
Declaration of Conformity - LVD - I_03204D1-001A	July
Declaration of Conformity - EMC - I_03204D1-001A	July
Declaration of Conformity - EMC - I_03315D1-001B	March
Declaration of Conformity - LVD - I_03315D2-001B	March

Manuals (PDF) -- Requires Adobe Acrobat to view

Model 1088/K Manual	Apr
---------------------	-----

Ordering Information

1088/C/xx*	Rocket mDSL modem; V.35 (M34F) interface; 90—260 VAC power supply
1088/D/xx*	Rocket mDSL modem; X.21 (DB154F) interface; 90—260 VAC power supply
1088/I/xx*	Rocket mDSL modem; Ethernet (RJ-45) interface; 90—260 VAC power supply
1088/K/xx*	Rocket mDSL modem; G.703/E1 or n x 64kbps G.704/FE1 (Dual BNC or RJ-45) interface; 90—260 VAC power supply

***Power supply options (xx):** UI = Universal interface 90–260 VAC; 120 = 120 VAC; 230 = 230 VDC

Specifications

Transmission: Synchronous, full duplex, over one uncond. twisted pair (2 wires)

DTE Interface: G.703/G.704, 10Base-T, V.35, or X.21/V.11

Clocking: Internal, External or Receive Recover

DTE Rates: From 64 kbps to 2.3 Mbps in user defineable increments

Line Rates: 128, 256, 384, 512, 768, 1024, 1536, 2048, 2304 kbps

Management: SNMP configuration and management as the remote modem when connected to Mode Management for local and remote modems through the internet via Model 1001MC Proxy Agent Rack

Diagnostics: V.54 loops (LLB, RDL); V.52 compliant BER pattern generator and detector (511/511E)

Power: External desk top transformer, 100-240VAC, 50-60 Hz (Universal Input), 10W or -48 VDC

Temperature: 32° to 122°F (0° to 50°C)

Compliance: FCC Part 15, CE Mark



7622 Rickenbacker Drive, Gaithersburg, MD 20879 USA

Phone: +301-975-1000 or Fax: +301-869-9293

Copyright© 2001 & 2002 Patton Electronics Co., All Rights Reserved