



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS
Carrera de Ingeniería en Electrónica y Comunicaciones

TEMA:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMÁTICO DE
CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRÁULICA
LA PENÍNSULA

Proyecto de Pasantía de Grado presentado previo a la obtención del Título de Ingeniería
en Electrónica

Autora:
Daniela Mercedes Mora Castro

Tutor:
Ing. Julio Cuji

Ambato - Ecuador
Julio / 2007

APROBACIÓN DEL TUTOR

En calidad de tutor del trabajo de investigación sobre el tema:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENÍNSULA, de Daniela Mercedes Mora Castro estudiante de la carrera de Electrónica de la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Universidad Técnica de Ambato considero que dicho informe investigativo reúne los requerimientos y meritos suficientes para ser sometidos a la evaluación de conformidad con el Art. 68 del capítulo IV Pasantías, del reglamento de Graduación de Pregrado de la Universidad Técnica de Ambato

El Tutor

.....

Ing. Julio Cuji

AUTORIA

El contenido del presente trabajo investigativo IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENÍNSULA es absolutamente original, auténtico y personal, en tal virtud, el contenido así como sus ideas y opiniones son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Daniela Mercedes Mora Castro

C. I. 180358968-6

DEDICATORIA

A Dios, el arquitecto del Universo y de mi vida.
Con profunda admiración, respeto y gratitud a
quienes constituyen la razón y motivo de mi
existencia: Los seres que amo, especialmente a mi
madre, mis abuelitos que desde el cielo me bendicen
y con su presencia guiaron mi camino hasta aquí.

Así como para las personas que con su apoyo me
permiten ser mejor cada día.

Daniela

AGRADECIMIENTO

Todo trabajo realizado con placer, no es completo si no se ofrece las gracias a aquellos que de una u

otra forma lo hicieron posible, por ello el autor expresa sus agradecimientos a:

Dios: gracias por guiarme en este camino, aunque reconozco que no fue tarea fácil

Abuelitos: sus consejos me alentaron para siempre mirar hacia delante.

Madre y hermano: por creer siempre en mis decisiones brindándome tu apoyo en todo momento por el cariño, la educación y los consejos.

Compañeros y amigos: Por proporcionarme su ayuda en los momentos difíciles.

Julio Cuji: por compartir con tanto gusto su experiencia y conocimiento y por su constante interés y apoyo en el desarrollo de este proyecto siempre que se lo pedí.

RECONOCIMIENTOS

Al Ingeniero Iván Naranjo por su constante ayuda, las facilidades, la confianza, la ilusión y la generosidad que en todo momento me brindó en este proyecto. Me considero afortunada y he sentido una enorme satisfacción, de haber podido trabajar con él.

INDICE GENERAL

A. PÁGINAS PRELIMINARES

PORTADA	i
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR	ii
AUTORIA	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RECONOCIMIETO	vi
INDICE GENERAL	vii

B. TEXTO

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Análisis Crítico	3
1.3. Prognosis	4
1.4. Formulación del Problema	4
1.5. Delimitación del Problema	5
1.6. Justificación	5
1.7. Objetivos	5

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes Investigativos	7
2.2. Fundamentación Legal	7
2.3. Categorías Fundamentales	11
2.3.1. Automatización y control de sistemas de energía eléctrica	11
2.3.2. Arquitectura de las redes de campo industriales	12
2.3.3. Redes de campo	14
2.3.3.1. Tipos de bus i/o en redes	16
2.3.4. La Interfaz Serial Rs – 232	18
2.3.4.1. El puerto serial de una PC	20

2.3.4.2. Conexión de las líneas	23
2.3.5. La interfaz serial RS – 485	24
2.3.6. Control a Distancia	27
2.3.7. Topología de la Red	28
2.3.8. Sistema de Adquisición de Datos	29
Adquisición, procesamiento y análisis de señales	29
2.3.8.1. Sistema de adquisición de datos digital	30
2.3.9. Comunicación - Fundamentos	31
2.3.9.1. Protocolos de los buses y redes de campo industriales	32
2.3.9.2. Redes con buses de proceso	35
2.3.10. MODBUS	36
2.3.10.1. El ciclo Pregunta – Respuesta	36
2.3.10.2. Transacciones en las redes Modbus	41
2.3.10.3. Modo ASCII	42
2.3.10.4. Modo de RTU	43
2.3.10.5. Transacción con otros tipos de Red	45
2.3.11. Generalidades de un PLC	47
2.3.11.1. Funciones	47
2.3.11.2. Componentes	48
2.3.11.3. Estados de Funcionamiento	49
2.3.11.4. Áreas del PLC	50
2.3.11.5. Clasificación de autómatas	51
2.3.12. Generalidades de los Sistemas SCADA	51
2.3.12.1. Funciones de un Sistema SCADA	53
2.3.13. Protocolos de comunicación	53
2.3.13.1. Protocolo DDE	54
2.3.13.2. Enlaces OLE para Windows	54
2.3.14. Generalidades de un Servidor OPC	55
2.3.15. LabVIEW DSC	58
2.3.15.1. Tag Engine	58
2.3.15.2. Tags (Etiquetas)	59
2.3.15.3. Arquitectura de Adquisición de Datos en DSC	59
2.3.15.4. Lookout Protocol Drivers OPC Server (LPD)	59

2.4. Variables	60
2.5. Hipótesis	60

CAPITULO III

METODOLOGÍA

3.1. Modalidades de la investigación	61
3.2. Tipo de investigación	61
3.3. Población y muestra	62

CAPITULO IV

DESARROLLO DEL SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA

4.1. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

4.1.1. Delimitación de los requisitos de diseño	63
4.1.1.1. Switch con fusibles de desconexión	65
4.1.1.2. Interruptores termo magnéticos (circuit breakers)	66
4.1.2. El Blindaje de los Cables Apantallados	67
4.1.2.1. Blindajes Trenzados	68
4.1.2.2. Blindajes en Forma Espiral	69
4.1.2.3. Blindajes laminados	69

4.2. DISEÑO ELÉCTRICO

4.2.1. Protección Alimentación del CPU	70
4.2.2. Especificaciones Eléctricas TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE	71

4.1.1. Especificaciones Mecánicas del módulo	74
4.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DEL PROCESO	
4.3.1. Configuración de la Red de Bus de Proceso	
(Topología de la Red) – Arquitectura	75
4.3.2. Especificaciones	75
4.3.2.1. MEDIDORES DE ENERGÍA POWER LOGIC 3250	75
Características	
Parámetros de Medición	
Control	
4.3.2.2. RELES DE PROTECCIÓN MICOM P343	78
Características	
Control	
4.3.3. Cableado	81
4.3.4. Conexiones para Comunicaciones	82
Dispositivos Conectados con un Bus de Comunicaciones	
al Medidor de Energía Power Logic 3250	
4.3.4.1. Dispositivos Conectados con un Bus de	
Comunicaciones al Relé de Protección Micom P343	84
4.3.5. Conversor de Protocolo RS-232 a RS-485	85
4.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DEL	
PROCESO.	
4.4.1. Diseño e implementación del hardware.	86
4.4.2. Descripción del hardware del sistema	87
4.4.3. Interfase utilizada para la comunicación	89
4.4.4. Comunicación entre dispositivos	90
4.5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SOFTWARE	
4.5.1. Plataforma utilizada para la implementación del software.	92
4.5.2. Implementación del Software.	93
4.5.3. Interfaz Gráfica	96
4.5.4. Opc Server 5.1	99
4.5.4.1. Configuración de LPD	100
4.5.4.2. Configuración del Puerto Serial	100
4.5.4.3. Parámetros de un Modbus	101

4.5.4.4. Prueba de OPC Desde SERVER EXPLORER	102
4.6. ALCANCE DE LA AUTOMATIZACION Y CONTROL DEL SISTEMA	
CAPITULO V	
ANÁLISIS DE RESULTADOS.	
5.1. Pruebas del sistema	106
5.1.1. Prueba funcional del Software	106
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1. Conclusiones	109
6.2. Recomendaciones	111
C. MATERIALES DE REFERENCIA	
BIBLIOGRAFÍA	112
ANEXOS	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Principales Funciones del Sistema de Control y Automatización.	12
Figura 2.2 Niveles de una red industrial	14
Figura 2.3 Diagrama de bloques de un red de campo o bus I/O.	14
Figura 2.4 Conexión entre un PLC, una LAN y un Bus I/O	15
Figura 2.5 Conexión de un dispositivo inteligente a una red bus I/O	16
Figura 2.6 Diagrama de clasificación del bus I/O bus	17
Figura 2.7 Trama TTL.	20
Figura 2.8 Trama RS-232 típica.	20
Figura 2.9. Niveles de voltaje en el Tx y en el Rx.	21
Figura 2.10 Formato y distribución de pines en RS-232.	23
Figura 2.11 RS-485 y su modo diferencial.	25
Figura 2.12 Conversión RS-232 a RS-485.	26
Figura 2.13 Redes de Comunicación.	26

Figura 2.14 Elementos de un sistema de Adquisición de datos digital	30
Figura 2.15 Estándares de protocolos	33
Figura 2.16 Otra clasificación de las redes o buses de campo industriales.	33
Figura 2.17 Configuración de una red de bus de proceso.	35
Figura 2.18 El ciclo Pregunta – Respuesta.	37
Figura 2.19 Combinación de Modbus en redes jerárquicas.	46
Figura 2.20 Estructura de un PLC	49
Figura 2.21 Funcionamiento e Interfaces de OPC	56
Figura 2.22 Modelo de Objetos del Servidor de Automatización OPC	57
Figura 2.23 Arquitectura de Módulo DSC	58
Figura 2.24 Arquitectura de datos en DSC	59
Figura 4.1 Flujo Normal de corriente	64
Figura 4.2 flujo excesivo de corriente	64
Figura 4.3 Corto circuito entre dos conductores donde el aislamiento se ha roto	65
Figura 4.4 Switch con fusible de desconexión	65
Figura 4.5 Fusible abierto a causa de un excesivo flujo de corriente	65
Figura 4.6 Interruptor termomagnético	66
Figura 4.8 Conexión del CPU a la alimentación	71
Figura 4.9 Circuito de protección para alimentación del CPU	71
Figura 4.10 Arquitectura	75
Figura 4.11 Conexión RS-485	83
Figura 4.13 diagrama del convertidor RS-485 a RS-232	85
Figura 4.14 Diagrama de Bloques del Sistema	86
Figura 4.15. Diagrama de cableado.	87
Figura 4.16 Diagrama interno del equipo	88
Figura 4.17. Editor PLS del MiCOM P343 para I/O	88
Figura 4.18 diagrama de conexión	89
Figura 4.19 Conexión PLC con periféricos	90
Figura 4.20 Diagrama para la comunicación entre el PLC y los equipos de medida	90
Figura 4.21 a la figura 4.28 Implementación del Software.	93
Figura 4.29 Interfaz gráfica para monitoreo y control. (Menú General)	97
Figura 4.32 Unidad Generadora- Mediciones	98

Figura 4.33 a la figura 4.40 OPCServer 5.1.	99
Figura 4.41 Configuración General de la Red de Control y Automatización.	104
Figura 5.1 Icono de acceso directo al programa	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Descripción de pines en RS-232.	22
Tabla 2.2 Estándares RS-485 y RS422	25
Tabla 2.3 Comparación de todos los estándares de transmisión serial.	27

Tabla 2.4 Descripción de la colección de objetos de la especificación OPC	57
Tabla 4.1 Selección de cables apantallados en función de la frecuencia, y el tipo de acoplamiento de interferencias.	67
Tabla 4.2. Características eléctricas del PLC TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE	72
Tabla 4.3. Características de funcionamiento normal del PLC TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE	73
Tabla 4.4 Distancia máxima según la velocidad en baudios	84

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A: LISTA ABREVIADA DE REGISTROS POWERLOGIC 3250
ANEXO B: LISTA ABREVIADA DE REGISTROS MiCOM P343
ANEXO C: CARACTERISTICAS TWIDO TWDLCAE40DRF
ANEXO D: CATALOGO DE IMPLEMENTOS
ANEXO E: PLANOS DE CONEXIÓN
ANEXO F: MANUAL DE OPERACIÓN DEL SDS
ANEXO G: DIAGRAMA JERARQUICO DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN LABVIEW 7 EXPRESS

RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto es implementar un Sistema Automático de Control para un Generador de la Central Hidráulica La Península, por medio de una aplicación HMI, interfaz humano máquina y un panel de automatismos locales que faciliten el acceso a la información.

Se empezó identificando el sistema y el método más adecuados para el control y monitoreo de la central hidroeléctrica, estableciendo el protocolo de comunicación más adecuado y el método para la adquisición de datos y su almacenamiento.

Está constituido por seis capítulos que se resumen a continuación:

En el primer capítulo se hace una descripción general del proyecto, e información sobre la importancia del mismo.

El segundo capítulo, describe cada una de las etapas para la automatización y control de sistemas de energía eléctrica. Más adelante se detallan cada uno de las características principales de dichas etapas

El tercer capítulo hace referencia a la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto.

El cuarto capítulo está dedicado completamente a lo que es el diseño del sistema a implementar, indicando las principales señales de control que necesita el sistema para poder iniciar su lógica y que serán simuladas por el programa LabVIEW Express. También en este capítulo se da información sobre los diferentes elementos de la automatización de sistema eléctrico, además de una descripción de la interfase (mediante RS-485 y RS-232), utilizada para la adquisición de datos desde los equipos de medida y protección hacia la PC.

Finalmente en este capítulo, planos del equipo y las fotos de las pantallas operacionales del HMI implementado, ayudan a visualizar los resultados obtenidos que se detallan en el capítulo cinco.

El fin que posee este proyecto en el capítulo seis fue presentar las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó así como también incluir en los anexos los diagramas más importantes del desarrollo del proyecto.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

TEMA:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENÍNSULA

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN

El desarrollo de la energía hidráulica es una de las competencias principales en el mundo. Complejos proyectos hidroeléctricos combinan la hidrología y geotecnia, así como también ingeniería civil, mecánica y eléctrica.

La Optimización de la gestión de cuencas hidrográficas es ahora un factor importante de desarrollo de los países en el ámbito eléctrico. Para gestionar un recurso limitado, geográficamente disperso y variable según las estaciones, son precisas herramientas especiales que faciliten la toma de decisiones. Entre estas herramientas se cuentan los algoritmos para control de las compuertas, bombas y válvulas, así como los requisitos de cálculo para flujos de circulación, irrigación, protección del ecosistema, energía hidroeléctrica, suministro de agua potable, etc.

Los problemas cotidianos a los que deben hacer frente los gerentes de las redes hídricas están influenciados por problemas corporativos y por las políticas de explotación de las cuencas hidrográficas, en donde compiten los intereses de las hidroeléctricas, las necesidades de agua potable y para irrigación. Estas demandas normalmente se atienden equilibrando la distribución de las reservas. Además de la gestión operativa en tiempo real, son necesarias herramientas que permitan analizar las causas de las pérdidas de agua y desarrollar soluciones. Estos modelos sirven de soporte en la toma de decisiones relativas a la conservación y la minimización de pérdidas, tanto a corto plazo como en todo el periodo de la planificación.

Con estos sistemas, los operadores de plantas hidroeléctricas pueden aumentar la generación (típicamente, 1% o más en plantas sobre ríos principales y 2% a 5% en plantas en ríos tributarios), minimizar la vibración y el mantenimiento relacionado, cumpliendo a la vez con los objetivos ambientales.

Por otro lado, el incrementar la vida de servicio es una solución práctica con los controles de hoy. Puede costar algo de efectivo el regresar el equipo de reserva a servicio con controles modernos, en vez de comprar nuevos aparatos solo porque un control de reemplazo adecuado no esta disponible por el fabricante original de equipo. Actualmente los controles obsoletos pueden ser reemplazados con modernos dispositivos.

En Ecuador el sector energético tiene una participación mayoritaria estatal, si bien se encuentra en discusión un proyecto de ley que permitiría aumentar el componente privado. El sector energético proporciona al Estado cerca del 50% de los ingresos presupuestarios. Hasta la década de los años 60 el desarrollo eléctrico de Ecuador fue desordenado, contándose con 1.200 centrales eléctricas y una capacidad de 120 MW. Posteriormente se estableció el Sistema Nacional Interconectado (1966) y se establecieron empresas eléctricas regionales. El Sistema Nacional Interconectado está

conformado por 1.300 Km. de redes radiales de líneas de transmisión a 138kV con 25 subestaciones. En la década de los 70, financiado por regalías del petróleo, el Estado empezó la ejecución de "Megaproyectos".

Las centrales hidráulicas son de mayor capacidad que las térmicas. Existe un problema de falta de flexibilidad a la generación. Épocas de estiaje causan estragos a la generación. Lluvias excesivas, por otro lado, han causado problemas de operación en ciertas apocas. La generación total en 1994 fue 8.200GWh, con demanda máxima de 1630MW y facturación de 6.000GWh.

Actualmente es el interés del Ecuador la automatización de todas sus plantas hidroeléctricas. Se espera mejorar con esto la calidad de la energía producida y el servicio.

1.2 ANÁLISIS CRITICO

El sistema de operación de la central funciona aceptablemente, presentándose algunos problemas debido al uso de equipos antiguos que causan dificultad de operación, lo cual obliga en la mayoría de los casos ejecutar ciertas operaciones en forma manual. La supervisión de las variables operativas de la unidad depende de la efectividad del personal y de la confiabilidad y exactitud de los instrumentos de medición.

Debido a la falta de señalización no se puede evitar que se presenten errores humanos tales como de apreciación o visualización lo que hace necesario el uso de mayor tiempo para operar un grupo generador.

La distancia en los diferentes elementos de la central impide el aceleramiento de los procesos de producción, así como también el aumentar la vida de los activos y satisfacer los nuevos requisitos de eficiencia operacional y seguridad.

Error de monitoreo impiden establecer una base confiable de datos para desarrollar un trabajo multidisciplinario.

Los nuevos desafíos y oportunidades presentados por la desregulación del sector de Servicios Eléctricos y la necesidad de modernizar y actualizar los sistemas de control de generación hidroeléctrica, están acelerando la adopción de sofisticados y robustos sistemas de control para generar información en tiempo real.

1.3 PROGNOSIS

El hidroeléctrico en pequeña escala bien proporcionado y ubicado, resulta económicamente competitivo respecto a las otras fuentes energéticas renovables y, considerando los costes globales reales, también respecto a las fuentes energéticas tradicionales. Más si una central no moderniza sus instalaciones existentes de generación hidroeléctrica para aumentar la vida de los activos y satisfacer los nuevos requisitos de eficiencia operacional y seguridad, podría dejar de ser una aportación energética a la necesidad eléctrica nacional, que sin ser en gran cantidad tiene el valor de la utilización del recurso hídrico a nivel local.

Las instalaciones micro hidráulicas representan además una forma de energía valiosa, porque con un impacto medioambiental muy bajo utilizan una fuente energética renovable, que de otra manera se perdería.

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Qué incidencia tiene la implementación de un sistema automático de control para optimizar los recursos y productividad de los generadores en la Central Hidroeléctrica “La Península”?

1.5 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

La presente investigación se realizará en la Central Hidroeléctrica Península de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. en la provincia de Tungurahua y se trabajará con un grupo generador.

1.6 JUSTIFICACIÓN

En el competitivo mundo actual de los negocios, aumentan las demandas sobre los recursos hídricos, se reducen los presupuestos operativos, y se agrandan las necesidades de los clientes. Las empresas hidroeléctricas deben optimizar el rendimiento hidráulico y a la vez cumplir con los objetivos ambientales en forma efectiva en función del costo.

Un sistema exclusivo para control y optimización en tiempo real del uso de recursos hídricos, es la mejor solución para equilibrar la energía, la economía y el medio ambiente. Además los Sistema de adquisición de datos brindan flexibilidad de procesamiento, posibilidad de realizar las tareas en tiempo real o en análisis posteriores, gran capacidad de almacenamiento, rápido acceso a la información y toma de decisión, posibilidad de emular una gran cantidad de dispositivos de medición y activar varios instrumentos al mismo tiempo, facilidad de automatización, etc.

Por ello las soluciones de control automático y de gestión de información en tiempo real, resultan la forma más segura y mejorada, y proporciona confiabilidad a las operaciones de las instalaciones de generación hidroeléctrica.

1.7 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.7.1 OBJETIVO GENERAL

- Implementar un Sistema Automático de Control de un Generador de la Central Hidráulica Península

1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar el sistema y el método más adecuados para el control y monitoreo de la central hidroeléctrica.
- Establecer el protocolo de comunicación más adecuado y el método para la adquisición de datos y su almacenamiento.
- Diseñar la interfaz gráfica y el panel de automatismos locales que permitirá facilitar el acceso a la información.
- Simplificar la instalación en campo mediante la reutilización tanto de armarios como del equipamiento anterior en la medida de lo posible sin tener que eliminar el cableado de campo existente, minimizando así el tiempo de verificación en campo.
- Implementar la automatización del generador de la central hidroeléctrica.

CAPITULO II

MARCO DE TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Una vez revisados los archivos de la biblioteca de la Facultad de Ingeniería en Sistemas, se llega a determinar que la investigación a realizarse es de tipo *inédita*, ya que no existen trabajos similares con relación al tema propuesto.

2.2 FUNDAMENTACIÓN LEGAL

Ecuador - La energía eléctrica

Dentro de la política de modernización del Estado, en octubre de 1996 entró en vigor la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (*Registro Oficial* n.º 43)

DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR TIPO DE GENERACIÓN

Gigawatios por hora.

Tipo de generación	1995	1996	1997	1998
Hidráulica	5.161,4	6.344,7	6.634,1	6.506,1
Térmica	3.277,1	2.974,0	3.747,5	4.389,2
Total	8.438,5	9.318,7	10.381,6	10.895,3
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.				

Las tarifas que se señalan a continuación representan un promedio para todo el país, ya que varían de acuerdo a cada empresa de generación, aunque las diferencias son pequeñas:

- *Residencial:* la tarifa mínima con derecho a consumo de hasta 20 kwh es de 280 sucres por kwh, equivalente a 0,054 dólares; la tarifa máxima para consumos mayores a 1.000 kwh es de 372 sucres (0,072 dólares).
- *Comercial:* esta tarifa varía desde 300 sucres por kwh (0,057 dólares) para consumos de hasta 20 kwh y de 225 sucres para consumos superiores a los 2.000 kwh.
- *Industrial:* el costo promedio del kwh es de 280 sucres (0,054 dólares); la facturación está sujeta al valor del consumo, tanto para energía como para la potencia.

Se debe agregar a los costos señalados el valor de los recargos e impuestos tales como alumbrado público, recogida de basura, contribución para los bomberos, etc., que, en conjunto, pueden incrementar el valor del kwh en un 30%.

CAPITULO VI: DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 26.- Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.-¹

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con esta Ley y la de Compañías. Las compañías a las que se refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

Art. 29.- De los Nuevos Proyectos de Generación.-²

La construcción y operación de los nuevos proyectos de generación, contemplados en el Plan Maestro de Electrificación aprobados por el

¹ Artículo sustituido mediante Ley 2000-4 (Ley para la Transformación Económica del Ecuador) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.34 del 13 de marzo del 2000.

² Ley Reformatoria N°58 publicada en el del Registro Oficial suplemento N°261 del 19 de febrero de 1998.

CONELEC, serán concesionados por el mismo, a través de procesos públicos, en los que podrán participar inversionistas nacionales y/o extranjeros, sea actuando de manera individual o asociados, excepto aquellos previstos en el Art. 30 de esta Ley; aquellos para los cuales se han concedido permisos definitivos y los que hayan sido autorizados por Decreto Ejecutivo conforme a la Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos, por parte de la Iniciativa Privada y la Ley Básica de Electrificación.

Las concesiones para la construcción de obras en el sector eléctrico, se consideran como la concesión de uso de un recurso, para la prestación del servicio eléctrico en el mercado, por lo que los bienes que se utilicen para el desarrollo de la concesión son de propiedad del concesionario. Al término del período de la concesión, el Estado, a través del organismo competente que se determine podrá asumir directamente el manejo del servicio o proceder a la realización de una licitación, con anterioridad no menor de 18 meses a la finalización de una concesión que permita extender la misma de conformidad con una de las alternativas contempladas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Como modalidades alternativas para la construcción de centrales de generación consideradas en el Plan Maestro de Electrificación aprobado por el CONELEC, podrá considerarse cualquier esquema contractual permitido por la Ley.

Art. 30.- Permisos para Generación.-

La construcción y operación de centrales de generación de 50Mw. o menos, sea que se destinen a la Autogeneración o al servicio público³, requerirán solamente de un permiso concedido por el CONELEC, sin necesidad de promoción alguna, por cuanto el permiso no implica el egreso de fondos públicos.

³ Ley Reformatoria N°58 publicada en el suplemento del Registro Oficial N°261 del 19 de febrero de 1998.

Las personas interesadas en la construcción y operación de este tipo de centrales solicitarán al CONELEC el permiso correspondiente, el que no podrá ser negado sino en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de las leyes sobre protección del medio ambiente;
y,
- b) Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el desarrollo de los recursos energéticos del sector eléctrico.

Art.SN.-⁴

Las entidades de desarrollo regional que a la fecha de la presente Ley, o en el futuro, tengan a su cargo la construcción de centrales hidroeléctricas, podrán por si mismas o a través de empresas que constituyan para el efecto, asumir la operación de tales plantas, previa la obtención de la concesión que le será otorgada por el CONELEC.

Art. 31.- Obligaciones de las Empresas de Generación.-

Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

⁴ Artículo innumerado agregado mediante Ley Reformatoria N°58 publicada en el suplemento del Registro Oficial N°261 del 19 de febrero de 1998.

2.3 CATEGORÍAS FUNDAMENTALES

2.3.1. Automatización y control de sistemas de energía eléctrica

Introducción

El control remoto de los sistemas eléctricos comenzó en la década de los años 60, y durante la de los 70 el reemplazo de los dispositivos electromecánicos por equipos de estado sólido estaba bien avanzado. Aún hoy, quedan subestaciones que todavía no se han integrado totalmente a la tecnología de los dispositivos electrónicos, en parte debido a que la interoperabilidad entre los dispositivos está obstaculizada por el exceso de protocolos e interfaces incompatibles.

La lista de equipos relacionados con la tecnología de automatización incluye a los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés), a las plataformas computacionales, a los sistemas operativos, a las redes de comunicación y a las interfaces gráficas de usuario.

En general, la automatización tiene las siguientes ventajas:

- Incrementa la confiabilidad de los sistemas y equipos. Rápido diagnóstico de equipos y eventos,
- Mayor flexibilidad en las maniobras operacionales, de mantenimiento y de reconexión. Mejora los tiempos de respuesta,
- Obtención de facilidades para disponer de señales de medición, alarmas y control remoto,
- Alto grado de flexibilidad para extensiones futuras,
- Disminución de los costos de operación y mantenimiento.

Las cuatro principales funciones a desarrollar dentro de un proyecto de automatización de sistemas de energía eléctrica, son:

- a) Control y supervisión del sistema eléctrico.

- b) Automatización del sistema de distribución.
- c) Sistema de comunicaciones asociado.
- d) Gestión y protección del sistema eléctrico.

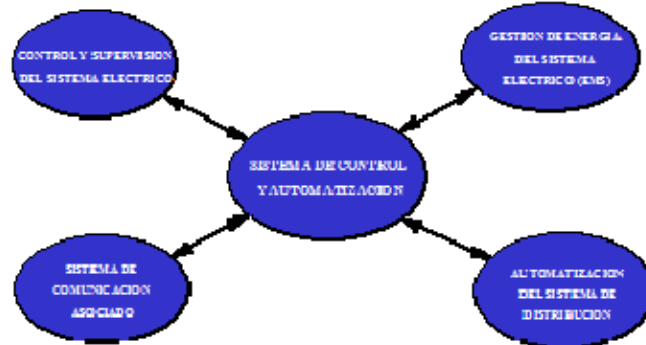


Figura 2.1 Módulos de las Principales Funciones del Sistema de Control y Automatización.

Entre los aspectos principales de la automatización del sistema eléctrico, se persigue, entre otras:

- Sincronización de todos los componentes del sistema eléctrico.
- Operación, medición y monitoreo a distancia de dispositivos eléctricos (mando, control y señalización).
- Secuenciación de eventos en el sistema eléctrico.
- Racionamiento de cargas.
- Reconexión y reaceleración de cargas rotativas (motores de inducción).

2.3.2. Arquitectura de las Redes de Campo Industriales

Las redes industriales, limitadas antes a comunicar los diferentes dispositivos de campo (transductores y transmisores con actuadores) han ido evolucionando para poder procesar los datos que una planta moderna debe generar para ser competitiva, segura, confiable. Así mismo, han tenido que desarrollarse para poder satisfacer las necesidades de información que ahora se tiene no solo a nivel de proceso sino también a nivel de gerencia.

Para poder satisfacer estos requerimientos, que implica que en una red industrial moderna deban coexistir equipos de todo tipo, es necesario agruparlos en una

forma jerárquica, de tal forma que optimice su uso, administración y mantenimiento.

Nivel de Gestión: Se encarga de integrar los niveles inferiores a una estructura organizada y jerárquica. Las máquinas en este nivel sirven de enlace entre el proceso productivo y el área de gestión, en la cual se requiere información sobre ventas, tiempos de producción, repuestos en bodega, etc. Emplean redes tipo LAN y WAN que funciona bajo protocolos como Ethernet y TCP/IP, por dar un ejemplo.

Nivel de Control: Se encarga de enlazar y controlar los distintos procesos, líneas de producción de una planta industrial. A este nivel se sitúan los PLCs de gran desempeño y poder, así como computadoras destinadas a diseño, control de calidad, programación. Suelen emplear redes tipo LAN que funcionan bajo el protocolo Ethernet y/o Ethernet Industrial.

Nivel de Campo y Proceso: Aquí se realiza la integración de la información generada y requerida por los procesos de campo automáticos y controlados que utilizan PLCs y Controladores, multiplexores de Entrada / Salida (I/O), controladores PID, etc., conectados en sub – redes. Aquí es frecuente encontrar uno o varios autómatas modulares, actuando como maestros. En este nivel se emplean los buses o redes industriales de campo que funcionan bajo protocolos como Fieldbus, Profibus, por mencionar algunos. En la actualidad, sin embargo, Ethernet industrial se está convirtiendo en una alternativa cada vez más utilizada.

Nivel de I/O: Es el nivel más próximo a las variables físicas de la planta. Aquí se hallan los recores (transmisores) y actuadores encargados de medir y controlar los procesos productivos, respectivamente. Basados en la información que se recoge en este nivel, aplicaciones de control toman las decisiones necesarias que garanticen una correcta automatización y supervisión. En este nivel se emplean protocolos como: Seriplex, Hart, CanBus, etc.

Una planta industrial organizada de esta forma requiere generalmente de una computadora que, mediante un HMI, supervisa toda la planta.



Figura 2.2 Niveles de una red industrial

2.3.3. Redes de Campo

Existen dos tipos de buses I/O; el bus de dispositivos y el bus de procesos. Las redes industriales o buses I/O permite a un PLC comunicarse con dispositivos de entrada y salida de manera similar a como en una red de área local, PCs o PLCs supervisores se comunican con PLCs individuales (Figura 2.3).

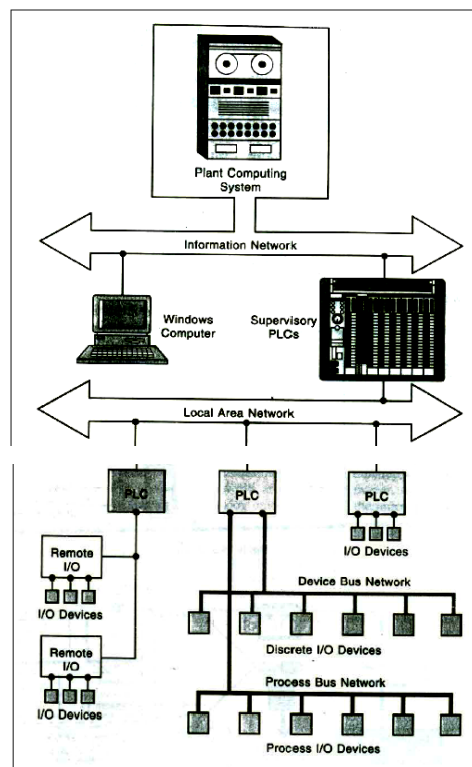


Figura 2.3. Diagrama de bloques de un red de campo o bus I/O.

Esta configuración descentraliza el control en un sistema para que los PLCs se encarguen de controlar partes de un todo, dando como resultado un sistema de control más grande y rápido. Rápido pues la información tenderá a viajar solamente hasta / desde un PLC. Poco tráfico será el que tenga que recorrer muchos caminos en la red con lo que se optimiza el flujo de datos en la misma. La topología o arquitectura física de un bus I/O sigue la configuración de un bus o bus extendido, esto permite que dispositivos inteligentes (interruptores de fin de carrera, fotoeléctricos y de proximidad) se conecten directamente sea a otro PLC o a una LAN. En estos buses se debe notar una diferencia: el bus, a más de tener líneas para transmitir datos, puede también tener líneas de alimentación. La figura 2.4 ilustra una conexión típica entre un PLC, una red de área local y un bus I/O.

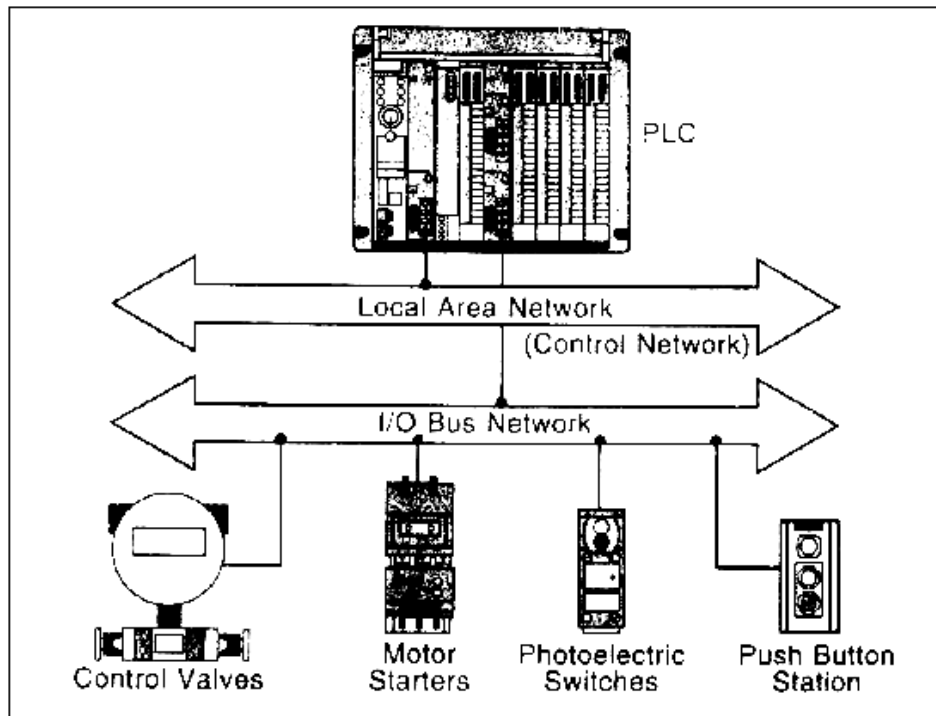


Figura 2.4 Conexión entre un PLC, una LAN y un Bus I/O

Aun bus I/O se debe conectar dispositivos inteligentes (Figura 2.5). En un bus I/O, el PLC maneja los dispositivos inteligentes directamente sin el uso de módulos de entrada y salida; lo que quiere decir que el PLC se conecta y se comunica con los dispositivos inteligentes de la entrada y salida de acuerdo a un protocolo de bus. Para esto el PLC usa un I/O bus Network scanner. Un bus I/O

scanner lee y escribe a la dirección de cada uno de los dispositivos inteligentes, al mismo tiempo que lee la información contenida en los paquetes de la red. Una red grande con bus de topología de árbol puede tener hasta 2048 dispositivos de campo discretos o más conectados.

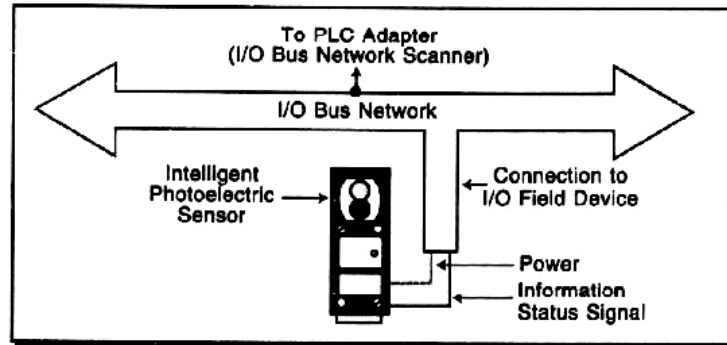


Figura 2.5 Conexión de un dispositivo inteligente a una red bus I/O

2.3.3.1. Tipos de Bus I/O en Redes

Los buses I/O de redes pueden dividirse en dos diferentes categorías: una que tiene que ver con dispositivos de bajo nivel que son típicos de operación de manufactura discretas y los otros son dispositivos de alto nivel utilizados en proceso industriales.

Las categorías de los buses de red son:

- Buses de dispositivos.
- Buses de proceso.

Bus de Dispositivos.- Es la interfaz con los dispositivos de campo de bajo nivel (pulsadores, interruptores de fin de carrera, etc.), cuyo fin es proporcionar información respecto al estado de los dispositivos (ON/OFF) o al estado de operación (operación correcta / incorrecta). Estas redes generalmente transmiten solo desde unos pocos bits hasta varios bytes de datos en un determinado tiempo.

Bus de Proceso.- Estos buses se conectan a dispositivos de campo capaces de generar un alto nivel de información (válvulas de proceso inteligentes, medidores de nivel inteligentes, etc.), que típicamente se emplean en aplicaciones de control

de procesos en donde se requiere un control más “fino” de sus variables. El bus de procesos maneja grandes lotes de datos (varias centenas de bytes), dando información acerca del proceso, así como de los mismos dispositivos de campo (marca del equipo, fecha de último mantenimiento, etc.). La Figura 2.6 ilustra la clasificación de los dos tipos de buses I/O.

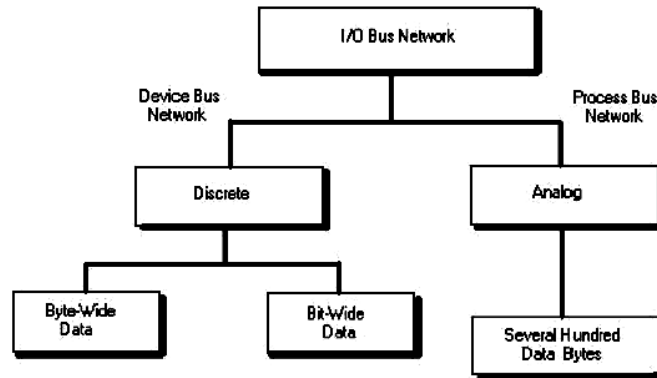


Figura 2.6 Diagrama de clasificación del bus I/O bus

La mayoría de dispositivos conectados a un bus de procesos son analógicos, cuya información por supuesto debe ser convertida a digital para su transmisión; los dispositivos conectados a un bus de dispositivos son discretos.

El bus de dispositivos que incluye dispositivos discretos, tanto como pequeños dispositivos analógicos, son llamados “byte-wire bus networks” que podría traducirse como redes con bus para transmitir bytes. Estas redes pueden transferir entre 1 a 50 o más bytes de datos en un determinado momento. El bus de dispositivos que se comunica solo con dispositivos discretos es llamado bit-wire bus networks, este transfiere menos de 8 bits de datos desde dispositivos discretos simples a distancias relativamente cortas.

La razón principal para que el bus de dispositivos trabaje con dispositivos discretos y el bus de proceso con analógicos es el requerimiento diferente de transmisión de datos. El tamaño de los paquetes de información tiene un efecto inverso en la velocidad con que estos datos viajan en la red. Puesto que los buses de dispositivos transmiten poca información pueden trabajar a gran velocidad y por lo mismo deberían emplearse en aplicaciones donde se requiera de rapidez de

accionamiento de ciertos dispositivos, caso de una electro válvula por ejemplo. El bus de procesos trabaja lentamente por el gran tamaño de los paquetes de datos y, por lo mismo, se los aplica más para el control de dispositivos de entrada/salida analógicas que no requieren respuesta rápida de tiempo, por ejemplo una servo válvula.

Las velocidades de transmisión para ambos tipos de buses I/O pueden ser de hasta 1 y 2.5 Mbytes por segundo. Sin embargo un bus de dispositivos puede entregar más paquetes de información que el bus de procesos.

INTERFACES

2.3.4. La Interfaz Serial Rs – 232

Esta fue una de las primeras técnicas para transmitir datos digitales sobre un medio físico. Hay dos tipos de comunicaciones digitales seriales: síncronas y asíncronas. En una transmisión síncrona los datos son enviados un bit a continuación de otro por una línea que une la salida del transmisor, TXD, del un lado con la línea de recepción, RXD del otro lado. El transmisor y el receptor son sincronizados con una línea extra que trasmite pulsos de reloj que indican cuando un pulso es válido. La duración del bit está determinada por la duración de los pulsos de sincronismo, más el uso de esta técnica implica la existencia de un cable extra para llevar la señal de reloj.

En la transmisión asíncrona no se emplea una señal de reloj, más bien se utiliza una técnica que recurre a “encapsular” los datos con un bit de inicio y uno o dos bits de parada, y así no es necesaria la línea extra de sincronismo.

Pero encapsular con un bit de inicio y otro de parada los datos no es suficiente, hay otras reglas de transmisión sobre las que se deben poner de acuerdo el transmisor y receptor. Por ejemplo, mientras el estado de la línea está en alto, el receptor deberá interpretar como que no existe transmisión y, por lo mismo, el

canal está en modo de espera (idle). Cuando la línea de comunicación cambia de estado (se recibe el bit de inicio), el receptor debe interpretar ese cambio como el comienzo de la transmisión.

Antes de iniciar cualquier comunicación con el puerto RS-232 se debe determinar el protocolo a seguir. Esto debe ser hecho por el usuario quien debe decidir sobre:

- El protocolo serial: esto es, el número bits de datos, la paridad, el número de bits de parada.
- La velocidad de transmisión.
- El protocolo de control de flujo (RTS/CTS o XON/XOFF).

Con RS232 se puede transmitir los datos en grupos de 5, 6, 7, u 8 bits aunque los más usados son 7 y 8 bits. La velocidad de transmisión (normalmente 9600 bits por segundo para aplicaciones industriales) debe ser constante durante la transmisión de una trama para garantizar que los bits lleguen uno tras de otro en el momento correcto. Cualquier retardo provocaría una lectura incorrecta.

Los bits de datos son enviados al receptor después del bit de inicio, el bit menos significativo es transmitido primero. Dependiendo de la configuración de la transmisión, un bit de paridad es enviado después de los bits de datos. El propósito de cada uno de estos bits especiales se indica a continuación:

- i. **Bit de inicio.-** cuando el receptor detecta el bit de inicio sabe que la transmisión ha comenzado y es a partir de entonces que debe leer las señales de la línea a intervalos concretos de tiempo, en función de la velocidad de transmisión.
- ii. **Bit de paridad.-** con este bit se puede descubrir errores en la transmisión. Se puede dar paridad par o impar. En la paridad par, por ejemplo, la palabra de datos a transmitir se completa con el bit de paridad de manera que el número de bits 1 enviados sea par.
- iii. **Bit de parada.-** indica la finalización de la transmisión de una palabra de datos. El protocolo de transmisión de datos permite 1, 1.5 y 2 bits de parada.

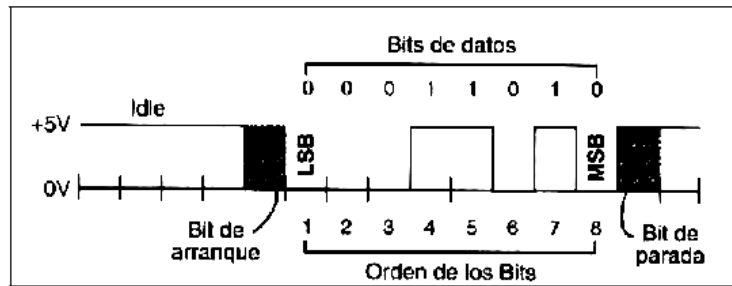


Figura 2.7 Trama TTL.

En la figura 2.7 se muestra la trama con los voltajes correspondientes a la lógica TTL, la cual no se emplea en la norma RS-232.

Rendimiento de la transmisión de datos (throughput)

Si bien el encapsulamiento es esencial para la transmisión asíncrona, por otro lado, tiene el defecto de añadir bits a los datos propiamente dichos (la trama de datos) disminuyendo consecuentemente la velocidad efectiva de la transmisión. Note que si se transmite 8 bits y se añade un bit de inicio y un bit de parada, independientemente de la velocidad de transmisión, el rendimiento de la transmisión se reduce en un 20%. Esto es, el throughput apenas llega al 80%. En protocolos más complejos, el encapsulamiento (referido como **overhead**) es mayor y por lo mismo afecta más al throughput.

El estándar RS-232 establece que un 1 lógico se representa con un voltaje entre -3V y -15V, mientras que un 0 lógico se representa con un voltaje entre +3V y +15V.

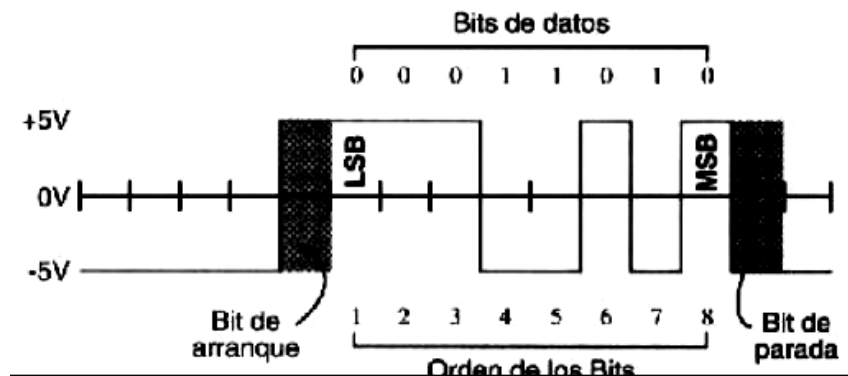


Figura 2.8 Trama RS-232 típica.

Los voltajes más usados son +12V y -12V. El estado de reposo (idle) se representa con un 1 lógico; es decir, -12V. Dependiendo de la velocidad de transmisión empleada, es posible tener cables de hasta 15 metros. En la Figura 2.4 se muestran los voltajes de RS-232 para voltajes de +/- 5V.

Para compensar los efectos de la atenuación de voltaje en la línea y los efectos del ruido, se han establecido diferentes niveles de voltaje tanto para el lado del transmisor como del receptor, tal como se muestra en la figura 2.9 a continuación.

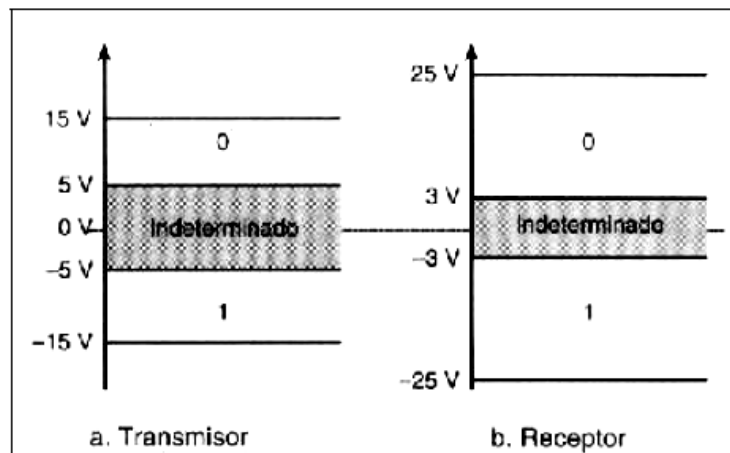


Figura 2.9. Niveles de voltaje en el Tx y en el Rx.

2.3.4.1. El puerto serial de una PC.

El puerto serial de una PC se rige por el estándar RS-232. Este estándar fue empleado en los 60s para comunicar un equipo Terminal de datos, DTE (Data Terminal Equipment, el PC en este caso) y un equipo Terminal de comunicaciones de datos, DCE (Data Communication Equipment, habitualmente un MODEM).

Para conseguir los niveles de voltaje correctos hay circuitos que dan soporte para convertir los niveles de voltaje TTL a RS.232 y viceversa.

El estándar especifica un conector DB-25 de 25 pines y que el conector DTE debe ser macho y el conector DCE hembra. Muchos de los 25 pines no son necesarios y solo se emplean las siguientes:

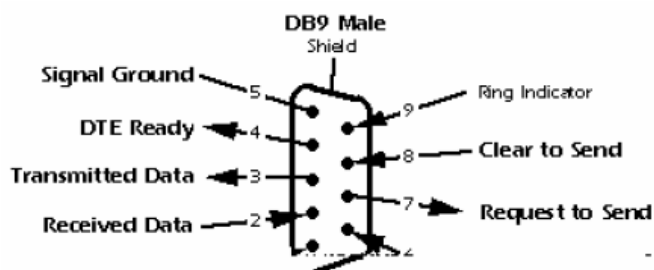
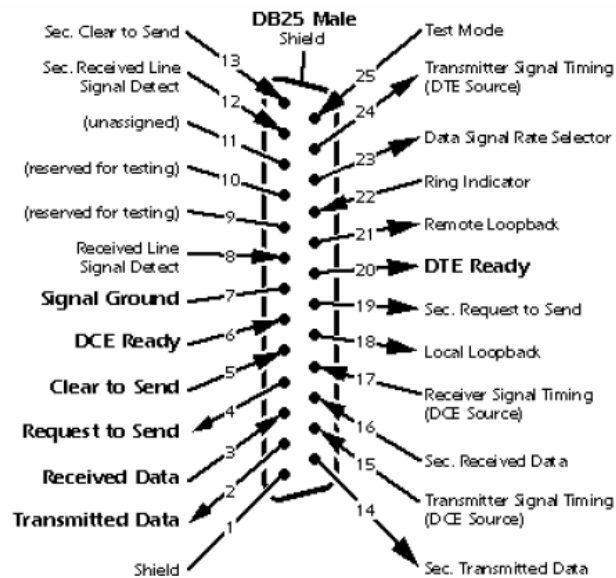
- i. **Línea de transmisión de datos (TxD).**- línea por la que le DTE (PC) envía los datos.
- ii. **Línea de recepción de datos (RxD).**- línea por la que el DTE (PC) recibe los datos.
- iii. **DTE preparado (DTR).**- línea por la que el DTE (PC) indica al DCE (módem) que esta activo para comunicarse con el módem.
- iv. **DCE preparado (DSR).**- línea por la que DCE (módem) indica al DTE (PC) que esta activo para establecer la comunicación.
- v. **Petición de envío (RTS).**- con esta línea el DTE (PC) indica al DCE (módem) que esta preparado para transmitir datos.
- vi. **Preparado para enviar (CTS).**- tras un RTS, el DCE (módem) pone esta línea en 1 lógico, tan pronto como esta preparado para recibir datos.
- vii. **Tierra.**- necesaria para que tenga lugar la transmisión

Por esta razón en muchas PC modernas se utiliza el conector DB-9 macho.

En la Tabla 2.1 a continuación se listan los pines con su respectiva numeración:

Tabla 2.1. Descripción de pines en RS-232.

Conector 25 pines	Conector 9 pines	Nombre	Descripción
1	1	-	Masa chasis
2	3	TxD	Transmit Data
3	2	RxD	Receive Data
4	7	RTS	Request to send
5	8	CTS	Clear to send
6	6	DSR	Data Set Ready
7	5	SG	Signal Ground
8	1	DCD	Data Carrier Detect
15	-	TxC	Transmit Clock
17	-	RxC	Receive Clock
20	4	DTR	Data Terminal Ready
22	9	RI	Ring Indicator
24	-	RTxC	Transmin/Receive Clock



Conector DB 25	Conector DB 9

Figura 2.10 Formato y distribución de pines en RS-232.

2.3.4.2. Conexión de las líneas

Para hacer posible la comunicación entre dos equipos de PC se interconectan los pines de la siguiente manera.


```

(PC1) RxD <===== TxD (PC2)
(PC1) TxD =====> RxD (PC2)
(PC1) DTR =====> DSR (PC2)
(PC1) DSR <===== DTR (PC2)
(PC1) RTS =====> CTS (PC2)
(PC1) CTS <===== RTS (PC2)
(PC1) TIERRA ===== TIERRA (PC2)

```

Los pines que portan los datos son RxD y TxD los demás se encargan de otros trabajos tal como se indica mas arriba.

Para controlar el puerto serie, la computadora usa direcciones de E/S e interrupciones (IRQ): para COM1 la dirección 3F8h y el IRQ4 y para COM2 la 2F8h e IRQ3 luego el estándar añadió nuevos puertos serie siendo las direcciones E/S, 3E8 para COM3 y 2E8 para COM4 sin especificar las IRQ debiendo el usuario definir las en función de las que tenga libres o el uso que vaya a hacer de los puertos series. Se puede tener en diferentes puertos las mismas IRQ siempre que no se utilicen las dos al mismo tiempo

2.3.5. La Interfaz Rs-485

El alcance de la RS-232 es apenas de 15m un valor muy reducido para aplicaciones industriales reales. Es por esto que se creo el estándar RS-485.

El estándar RS-485 fue desarrollado en conjunto por dos asociaciones: la Electronic Industries Association(EIA) y la Telecommunications Industry Association(TIA). La EIA es la que etiqueta sus estándares con el prefijo “RS” (Recommended Standard). Aunque se continua usando esta designación, la EIA/TIA ha reemplazado oficialmente “RS” con “EIA/TIA” para ayudar a identificar el origen de sus estándares.

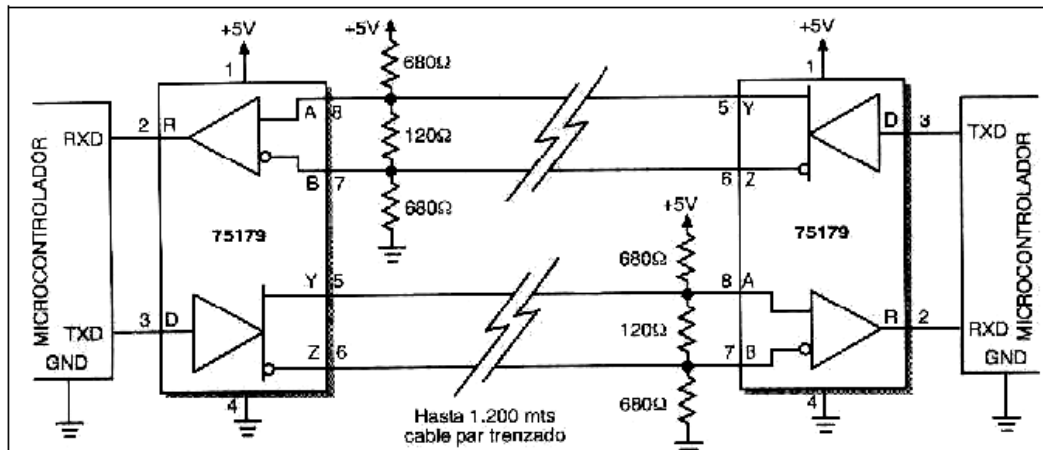


Figura 2.11 RS-485 y su modo diferencial.

La característica más relevante de la RS-485 es que puede trabajar en modo diferencial tal como se muestra en la figura 2.11

Los estándares RS-485 y RS-422 tienen mucho en común, y por tal razón a menudo se les confunde. La tabla más abajo los compara. RS-485 se especifica como bidireccional, half –duplex y es el único estándar EIA/TIA que permite receptores múltiples y drivers en configuraciones tipo “bus”. La EIA/TIA-422, por lo tanto, especifica un driver único, unidireccional y receptores múltiples. Los componentes de RS-485 son compatibles hacia atrás e intercambiables con los de la RS-422, pero, los drivers RS-422 no deben ser empleados con la RS-485 porque no pueden proveer control del bus.

Tabla 2.2 Estándares RS-485 y RS422

	RS-422	RS-485
Modo de operación	Diferencial	Diferencial
No. Permitido de Tx y Rx	1Tx, 10Rx	32Tx, 32Rx
Máxima longitud del cable	4000ft	4000ft
Máxima taza de datos	10Mbps	10Mbps
Mínimo rango salida driver	± 2V	±1.5V
Máximo rango salida driver	± 5V	± 5V
Máxima corriente cortocircuito driver	150mA	250mA
Impedancia de carga Tx	100	54
Sensibilidad entrada Rx	± 200mA	± 200mA
Máxima resistencia ent. Rx	4k	12k
Rango voltaje Entrada Rx	± 7V	-7V a +12V
Uno lógico Rx	>200mV	>200mV
Cero lógico Rx	<200mV	<200mV

Es bastante simple convertir una RS-232 a RS-485. En la figura 2.12 se ve uno de estos circuitos de conversión basado en el MAX-232.

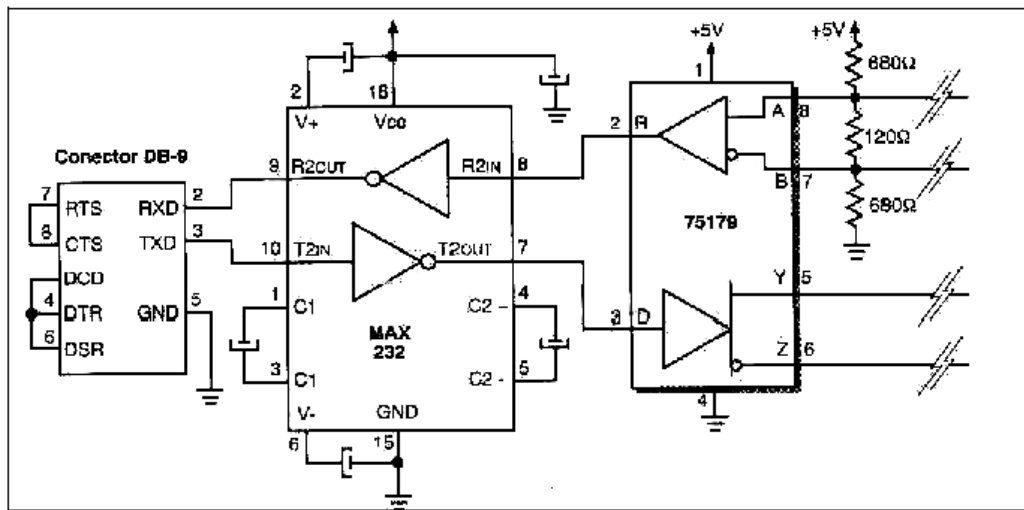


Figura 2.12. Conversión RS-232 a RS-485.

Protección ESD

Los enlaces diferenciales de las interfaces RS-485 y RS-422 proporcionan una transmisión confiable ante la presencia de ruido, y las entradas diferenciales de los receptores pueden rechazar voltajes en modo-común elevados.

Consecuencias de tasas altas de transmisión de datos

Con velocidades de transmisión altas se comienzan a tener problemas con las reflexiones. Para contrarrestar estas, se instalan resistencias de terminación con un valor igual al de la impedancia del cable. Para cables RS-485 comunes (pares trenzados de 24AGWG), esto significa resistencias de 120 en los dos terminales. Se puede afirmar que la RS-485 fue el primer intento por evitar un enlace físico de datos para cada sensor o transmisor. Es útil cuando no se deben monitorear o controlar muchas variables. Sin embargo, se tiene todavía un problema: no se puede conectar todos los dispositivos a un solo pórtico RS-485, para lograr una mejor flexibilidad y eficiencia que es lo que actualmente demanda la industria moderna.

En la Tabla 2.3 a continuación se hace una comparación de todos los estándares relacionados con la transmisión serial.

Tabla 2.3 comparación de los estándares de la transmisión serial.

Norma	RS-232	RS-423	R-422	RS-485
Modo	Simple	Simple	Diferencial	Diferencial
Número de transmisores	1	1	1	32
Número de receptores	1	10	10	32
Longitud máxima (metros)	15	1200	1200	1200
Velocidad máxima (baudios)	20K	100K	10M	10M
Salida del transmisor	±5V mín. ±15V máx	±3,8V mín. ±5V máx.	±2V mín.	±1,5V

2.3.6. Control a Distancia

Típicamente, un proyecto de automatización previo a 1990 incluía tres áreas funcionales principales: control supervisorio y adquisición de datos (SCADA); monitoreo, medición y control; y protección.

El equipo de automatización usado en cada una de las áreas consiste básicamente en un sistema de control y automatización de dispositivos electromecánicos, tales como medidores, relés de protección, temporizados, contadores y dispositivos analógicos y digitales para el muestreo en pantalla. La información podía obtenerse localmente a partir de medidores analógicos, paneles de medición digital y paneles mímicos de control. También se instalaban en dichos paneles interruptores electromecánicos, los cuales eran usados por los operadores para controlar a los equipos principales ubicados en la subestación.

Con los avances durante los años 70, los diseños basados en microprocesadores, los cuales luego se denominarían Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) mostraron un impresionante número de ventajas sobre sus predecesores. Ellos contienen funciones y características adicionales, las cuales incluyen auto-chequeo y auto-diagnóstico, interfaces de comunicaciones, la habilidad de almacenar datos históricos, y unidades terminales remotas integradas para entradas y salidas de datos (I/O).

2.3.7. Topología de la Red

Dos enfoques pueden ser tomados en cuenta al usar las compuertas para la interfase de la red. Por un lado, se usa una única compuerta multi-puertos como interfase para múltiples IED's, y por el otro, se usa una compuerta sencilla de bajo costo para cada dispositivo inteligente.

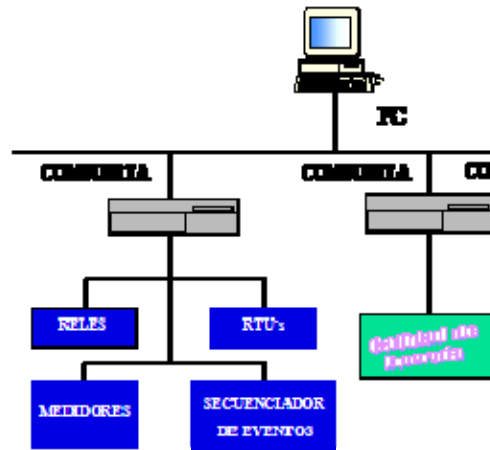


Figura 2.13 Redes de Comunicación.

El enfoque más económico dependerá de la ubicación de los dispositivos inteligentes. Si están localizados de manera centralizada, la compuerta multi-puertos será evidentemente mejor.

Al integrar los IED's en un sistema de control se debe poner atención a la configuración de los dispositivos. Un gran número de dispositivos inteligentes sólo tiene un puerto de comunicaciones, el cual cumple con dos propósitos, escaneo de datos históricos en tiempo real, y acceso y/o almacenamiento de datos o archivos de datos. El sistema de control integrado debe ser capaz de reconocer y señalar que la reconfiguración está en progreso y destacar que los datos en tiempo real están fuera de línea, habilitando tanto al operador como a cualquier aplicación a que se ajuste apropiadamente durante este proceso.

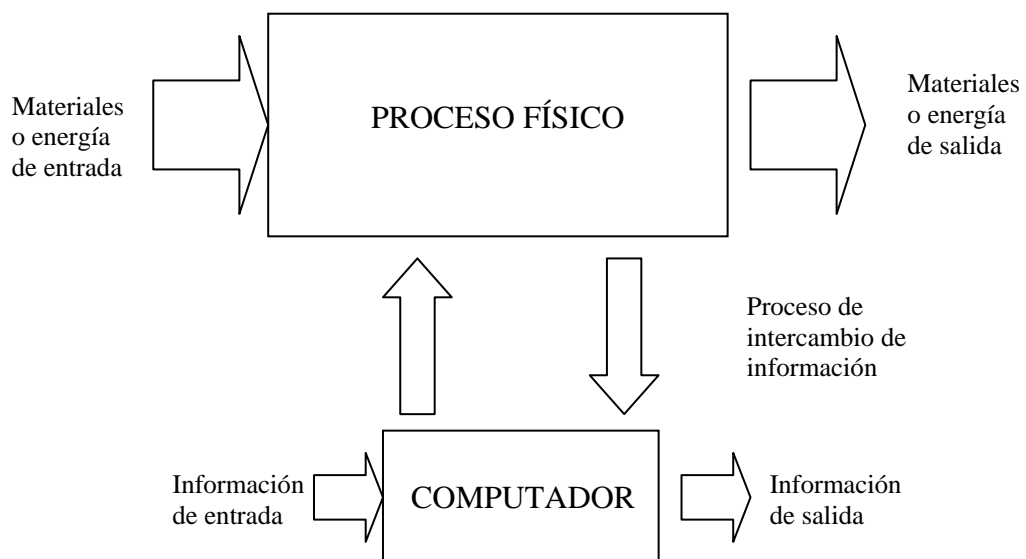
Muchos proveedores de IED's han estado introduciendo al mercado productos con dos puertos, uno para el escaneo de datos históricos y en tiempo real, y el segundo para configuración. Estos dispositivos requieren de compuertas con dos puertos.

Aunque son un medio para lograr la interfaz entre la red de comunicación con los diferentes protocolos de los IED's, las compuertas tienen sus desventajas. Si los proveedores acordaran un estándar para el protocolo y la interfaz física del sistema de control y automatización, no se requerirían compuertas a la vez que el desarrollo de protocolos sería menos costoso.

Tal como se destacó anteriormente, una red completamente integrada con su sistema automatizado necesita una red local de comunicación para unir todos los IED's entre sí. Los criterios envueltos en la escogencia de la red son diversos y complejos. De nuevo, así como con la interfaz de los IED's, no existe un estándar universalmente aceptado. Sin embargo, generalmente se acepta que la Red de Area Local (LAN) tiene la topología de red apropiada.

2.3.8. SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Adquisición, Procesamiento Y Análisis De Señales



La obtención de resultados óptimos a partir de un sistema de adquisición de datos basado en ordenador depende de cada uno de los elementos que se utilicen en el sistema. Un sistema genérico en el cual podemos considerar una serie de elementos esenciales.

- Ordenador
- Transductores
- Actuadores
- Condicionamiento de señal
- Circuitería de adquisición de datos
- Circuitería de análisis de datos
- Control
- Software

2.3.8.1. Sistema de Adquisición de Datos Digital

Un sistema de adquisición de datos digital puede incluir algunos o todos los elementos que se muestran en la figura siguiente:

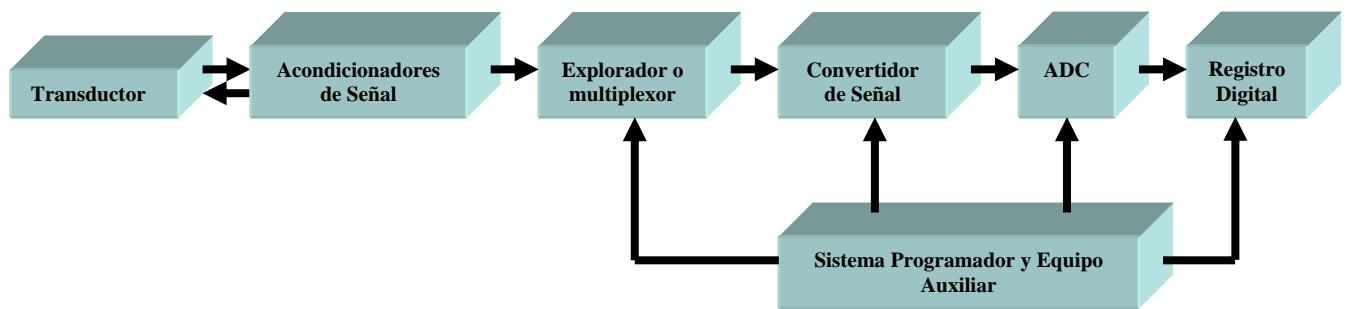


Figura 2.14 Elementos de un sistema de Adquisición de datos digital

Las operaciones esenciales dentro de un sistema digital incluyen manipulación de señales analógicas, medición, conversión y manejo de datos digitales, y programación y control interno.

Los sistemas de adquisición de datos se utilizan en un gran número de aplicaciones (en constante aumento), en una variedad de áreas industriales y científicas, como la industria biomédica, aeroespacial y telemetría. El tipo de sistema de adquisición de datos, analógica o digital, depende del uso de los datos registrados.

En general, los sistemas de datos analógicos se utilizan cuando se requiere un amplio ancho de banda o cuando se puede tolerar poca exactitud. Los sistemas digitales se aplican cuando el proceso físico que en estudio varía poco (ancho de banda angosto) y cuando se necesita una exactitud alta y bajo costo por canal.

Los sistemas digitales varían en complejidad desde sistemas de un solo canal para medición y registro de voltajes de cd hasta sistemas automáticos de múltiples canales, los cuales miden un gran número de parámetros de entrada, los comparan con respecto a condiciones o límites preestablecidos y llevan a cabo cálculos y toman decisiones sobre la señal de entrada. Los sistemas digitales en general son más complejos que los analógicos, tanto en términos de volumen y complejidad de los datos de entrada que pueden manejar.

2.3.9. Comunicación

FUNDAMENTOS

- Medio físico que comunique los equipos (cable, fibra óptica, radio, etcétera).
- Conjunto de protocolos para que los equipos se entiendan entre ellos.
- Aplicación informática o autómata de control que inter-actue entre master y esclavo.

La necesidad de establecer una comunicación entre dos equipos, es fruto de una NECESIDAD DE OBTENER INFORMACIÓN o ejercer algún tipo de CONTROL SOBRE ELEMENTOS DE CAMPO.



PARÁMETROS A TENER EN CUENTA

Distancias a las que podemos llegar.

2. Velocidades de transmisión de los equipos y capacidad del medio físico escogido.
3. Ancho de Banda.

**CAPA FÍSICA
(Conexión Física)**

Número de equipos a conectar y aplicación.

1. Aplicación que se les quiere dar a los equipos.
2. Modelos de trabajo:
 - Master / Esclavo Conexión Monopunto
 - Cliente / Servidor Conexión Multipunto

**CAPA DE APLICACIÓN
(Prot. Comunicación)**

PROTOCOLOS NIVEL FÍSICO

CABLEADO

RS232 / RS485 / Ethernet / USB / PLC (Power Line Carrier)

VENTAJAS: seguridad frente a intrusiones, ancho de banda.

INCONVENIENTES: es imprescindible la instalación de cableado, mayor coste.

INTERFICIE AÉREA

RADIO / WIRELESS / GSM/GPRS/UMTS / ZigBee / Bluetooth / SATELITE

VENTAJAS: adecuado para zonas donde no es posible cablear, menor coste

INCONVENIENTES: falta de privacidad, medio compartido, cobertura, radiaciones

2.3.9.1. Protocolos de los Buses y Redes de Campo Industriales

Ninguno de los dos buses I/O tienen un protocolo estándar; sin embargo algunas organizaciones están trabajando para desarrollar tanto especificaciones para los buses de dispositivos como de proceso.

En el área del bus de proceso dos organizaciones principales, la Fundación Fieldbus (que es el resultado de la unión de la Fundación ISP y FIP) y la Organización de Comercio Profibus (bus de proceso Inteligente) están trabajando para producir estándares para protocolos y redes industriales.

Otras organizaciones como la ISA y el IEC están también participando en el desarrollo de estos estándares. Esta es la razón por la que algunos fabricantes especifican que sus productos analógicos son compatibles con Profibus, Fieldbus u otro tipo de esquema de protocolo de comunicación.

La figura 2.15 ilustra un diagrama de bloques de los protocolos disponibles.

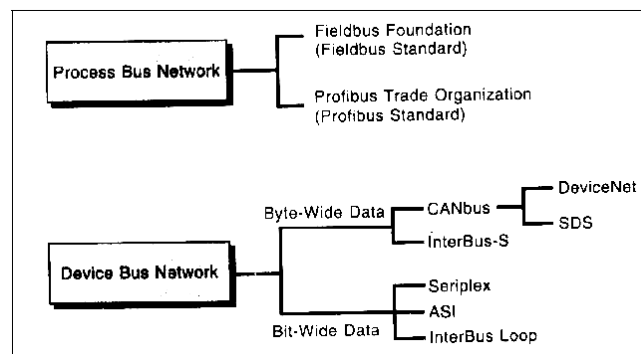


Figura 2.15 Estándares de protocolos

Otra manera de intentar una clasificación de los buses de campo se muestra en la Figura 2.16 a continuación.

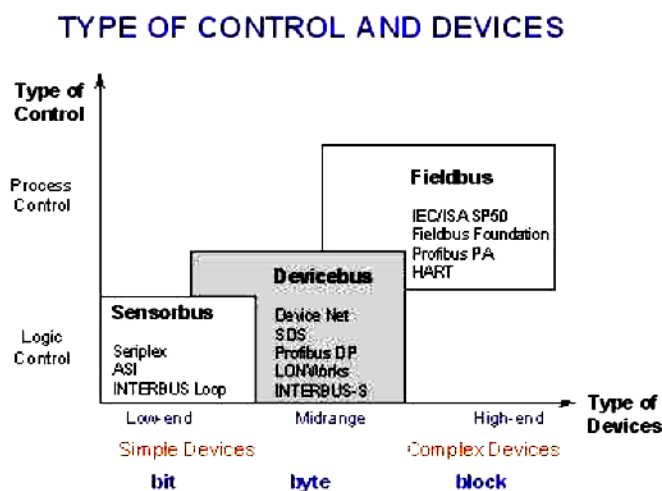


Figura 2.16 Otra clasificación de las redes o buses de campo industriales.

Tanto los buses de dispositivos como los de proceso transmiten su información de la misma manera; esto es, **digitalmente**. De hecho, la necesidad de la comunicación digital fue uno de las mayores razones para el establecimiento de las redes industriales. La comunicación digital es la que permite que más de un dispositivo pueda conectarse a un mismo medio y compartirlo debido a la capacidad de direccionamiento que ofrecen y a que los nodos involucrados sean capaces de reconocer los datos. Por otro lado, los datos digitales son menos propensos a sufrir de distorsión producto de la EMI o RFI. También, los PLCs pueden transmitir datos digitales sin tener que convertirlos a análogos y viceversa. De esta manera hay menos errores asociados a la conversión A/D y D/A. Por último otra de las grandes ventajas tiene que ver con la enorme reducción de cableado al no tener que conectar los dispositivos de campo con cables de conexión individuales.

Redes con Buses de Dispositivos Bit-Wide

Se usan con simples dispositivos de campo discretos; es decir, sensores y actuadores tipo ON-OFF. Pueden transmitir tan solo 4 bits(un nibble) que es suficiente para transmitir los datos desde estos dispositivos. Los dispositivos más pequeños requieren de solo un bit para operar. Minimizando la cantidad de datos transmitidos, estos buses pueden proveer un rendimiento óptimo a bajos costos.

Los buses más comunes son:

- ASI
- Inter Bus Loop y
- Seriplex.

Redes con Buses de Dispositivos Byte-Wide

Los buses de dispositivos byte-wide más comunes están basados en las redes InterBus S y CANbus.

2.3.9.2. Redes con Buses de Proceso

Una red con buses de proceso es una red digital de comunicaciones, abierta y de alto nivel que se emplea para conectar dispositivos de campo análogos a un sistema de control. Una red de proceso se emplea en aplicaciones donde los sensores o actuadores análogos de entrada / salida responden más lentamente que aquellos en aplicaciones con dispositivos discretos (y que conforman las redes o buses de dispositivos). El tamaño de los paquetes de información de hasta / desde estos dispositivos de campo análogos es grande, debido a la naturaleza de la información que se recoge.

Los protocolos que se emplean en estas redes de proceso transmiten a velocidades de 1 a 2 Mbps, aún así se dice que su velocidad va de lenta a mediana debido a la gran capacidad de datos que deben transferir. En la Figura 2.17 se muestra una red de bus de procesos típica.

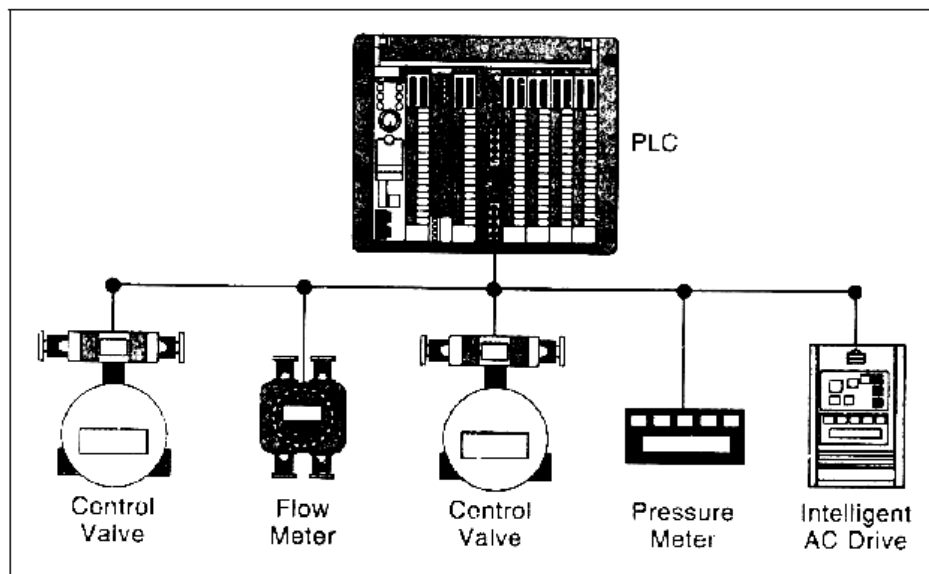


Figura 2.17 Configuración de una red de bus de proceso.

Las redes de proceso pueden transmitir una gran cantidad de información a un PLC, de ahí que pueden mejorar notablemente la operación de una planta o proceso. Por ejemplo, un arranque de un motor inteligente, compatible con una red de proceso, puede proveer información acerca de la cantidad de corriente consumida por el mismo, tal que, si la cantidad de corriente sube, o hay algún

síntoma de problema, el sistema puede alertar al operador y evitar una falla potencial del motor en una línea de producción crítica.

Un PLC o computadora se comunica con una red de proceso por medio de un módulo o tarjeta interfaz controladora que pueden emplear sea el formato del protocolo MODBUS, Fieldbus o Profibus. El procesador del bus de proceso generalmente se inserta dentro del gabinete del PLC.

2.3.10. MODBUS

El protocolo Modbus es un estándar interno que los controladores Modicon usan para el intercambio de mensajes. Con este protocolo, los controladores Modicon pueden comunicarse entre sí y con otros dispositivos sobre una variedad de redes, dentro de las que se incluyen las redes industriales Modicon, Modbus y Modbus Plus, y las redes estándar MAP y Ethernet. Las redes son accedidas por medio de puertos incorporados en los controladores o por adaptadores de red, o gateways disponibles desde Modicon.

Tal como ya se ha dicho, el protocolo define la estructura del mensaje que los controladores reconocen y usan. Describe también el protocolo de control de acceso al medio (MAC) y como se detectarán y reportarán los errores.

2.3.10.1. El ciclo Pregunta – Respuesta

Los dispositivos en un red Modbus se comunican usando la técnica maestro - esclavo, en la cual solo un dispositivo (el maestro) puede iniciar transacciones (llamadas ‘peticiones’ – ‘queries’). Los otros dispositivos (los esclavos) responden suministrando al maestro el dato solicitado, o realizando la acción solicitada en la petición. A esta forma de comunicación se conoce el ciclo Pregunta – Respuesta.

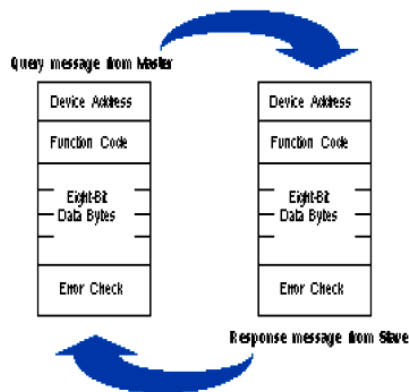


Figura 2.18. El ciclo Pregunta – Respuesta.

LA PREGUNTA

Se refiere al mensaje de petición que envía el maestro a un esclavo. El código de la función en la pregunta dice que tipo de acción debe realizar el dispositivo esclavo direccionado. Los bytes de datos contienen información adicional que el esclavo necesitará para realizar la función. Por ejemplo, la función código 03 solicitará al esclavo leer los registros y responder con el contenido de los mismos. El campo de datos debe contener la información que le dice al esclavo con cual registro debe empezar y cuantos registros debe leer. El campo de chequeo de errores provee al esclavo un método para validar la integridad del contenido del mensaje.

Ejemplo de trama Modbus usando la función 05.

PETICIÓN:

NOMBRE DEL CAMPO	CÓDIGO HEX
Dirección del esclavo	01
Código de la función	05
Dirección de la salida Hi	08
Dirección de la salida Lo	02
Dato Forzado Hi	FF
Dato Forzado Lo	00
Chequeo de error	2 bytes

LA RESPUESTA

Si el esclavo realiza una respuesta normal, el código de función en la respuesta es un eco del código de función en la pregunta. Los bytes de datos contienen los datos recolectados por el esclavo, tales como valores de registros o estados.

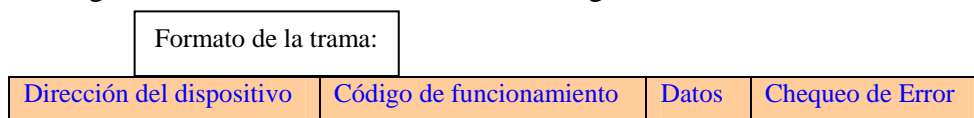
Respuesta: es un eco si no hay error.

NOMBRE DEL CAMPO	CÓDIGO HEX
Dirección del esclavo	01
Código de la función	05
Dirección de la salida Hi	08
Dirección de la salida Lo	02
Dato Forzado Hi	FF
Dato Forzado Lo	00
Chequeo de error	2 bytes

Si un error ocurre, el código de función se modifica para indicar que la respuesta es una respuesta de error, y los bytes de datos contienen un código que describe el error. El campo de chequeo de error le permite al maestro confirmar que el contenido del mensaje es válido.

El maestro puede direccionar esclavos individualmente o puede generar un mensaje en modo difusión (broadcast) a todos los esclavos (en cuyo caso la dirección del dispositivo esclavo es 0). Los esclavos solo devuelven un mensaje de 'respuesta' a aquellas peticiones que les son direccionadas individualmente. Si un error ocurriera en el recibo del mensaje, o si el esclavo es incapaz de realizar la acción pedida, el esclavo construirá un mensaje de error y lo enviará como su contestación.

La trama genérica de Modbus tiene el formato siguiente:



Campo de dirección:

Este campo posee dos caracteres ASCII u 8 bits RTU

Contiene la dirección del dispositivo esclavo.

La dirección 0 se usa para Broadcast.

El “Campo de Dirección” de una trama contiene dos caracteres (ASCII) u ocho bits (RTU). Las direcciones válidas de un dispositivo esclavo están en el rango de 0 a 247 decimal. Un maestro se dirige a un esclavo poniendo la dirección del esclavo en el campo de dirección del mensaje. Cuando el esclavo envía se respuesta, pone su propia dirección en el campo de dirección de la respuesta para permitir al maestro saber qué esclavo está respondiendo.

El protocolo MAC “Maestro / Esclavo” hace innecesario incluir la dirección del dispositivo fuente para le envío de una trama. No hay que olvidar que una transacción en un red maestro / esclavo es siempre iniciada por el maestro. Por la misma razón, en el mensaje de respuesta desde un esclavo no hay que incluir la dirección destino pues está siempre corresponderá al maestro.

La dirección 0 se usa como dirección broadcast. Cuando el protocolo Modbus se usa en redes de nivel más alto, puede que no se permitan transmisiones broadcast, o puede que sean reemplazadas por otros métodos. Por ejemplo, Modbus Plus usa una base de datos global compartida que se actualiza con cada rotación del token.

Campo de Código de Función

El campo “Código de Función” de una trama contiene dos caracteres (ASCII) u ocho bits (RTU). Los códigos Válidos están en el rango de 1 a 255 decimal. De éstos, algunos códigos son aplicables a todos los controladores Modicon, mientras algunos códigos sólo aplican a ciertos modelos, y otros son reservados para uso futuro.

Algunas Funciones de ilustración:

CODIGO	FUNCIÓN	PARÁMETROS
01	Leer estado de las salidas	Dir de inicio, calidad de salidas a ser leídas
02	Leer estado de las entradas	Dir de inicio, calidad de entradas a ser leídas
03	Forzar una salida	Dir de salida, dato a ser forzada (ON:FF00, OFF:0000)

Los parámetros de las funciones Modbus, van incluidos en el campo de datos.

El campo de datos se construye usando juegos de dos dígitos hexadecimales en el rango de 00 al hexadecimal FF. Estos pueden hacerse con un par de caracteres ASCII, o con un carácter RTU, según el modo de transmisión serial de la red.

Campo de Datos:

Contiene la información adicional que el dispositivo esclavo necesita para desempeñar la función que le fue asignada. Aquí se envía las respuestas de excepción cuando ocurre un error. Este campo utiliza **n** bytes dependiendo del tipo de función. Aunque también puede ser vacío.

Se usan dos tipos de chequeo de errores para las redes Modbus estándar. El contenido del campo de chequeo de errores depende del modo de transmisión serial que se esté usando: ASCII o RTU. Si es ASCII se usa LCR y si es RTU se emplea CRC.

Campo de Chequeo de Error:

Puede ser LCR(Longitudinal Redundancy Check) o CRC(Cyclical Redundancy Check) dependiendo del modo de transmisión que se esté usando.

ASCII – LRC

TRU – CRC

2.3.10.2. Transacciones en las Redes Modbus

Los puentes Modbus estándar en los controladores Modicon usan una interfaz RS-232C. Los controladores pueden ser conectados directamente en red o vía módems.

Dos Modos de Transmisión Serial.

Los Controladores pueden configurarse para comunicarse en redes Modbus estándar empleando uno de los modos de transmisión: ASCII o RTU. Los

usuarios deben seleccionar el modo deseado, junto con los parámetros de comunicación serial (velocidad de transmisión, modo de paridad, etc), durante la configuración de cada controlador.

El usuario debe seleccionar:

- Medio de transmisión
- Rata de datos
- Número de bits de parada
- Bit de paridad (par, impar, ninguno)
- Modo de transmisión (ASCII o RTU).

El modo y los parámetros seriales deben ser el mismo para todos los dispositivos en una red Modbus. La selección del modo: ASCII o RTU sólo pertenece a redes Modbus estándar, y define los contenidos binarios de los campos del mensaje transmitido serialmente en estas redes; es decir, determina cómo se empaquetará la información en los campos del mensaje y como se decodificará.

2.3.10.3. Modo ASCII

Cuando se configuran los controladores para comunicarse en una red de Modbus usando modo ASCII (Código Estándar Americano para el Intercambio de Información), cada byte de ocho-bits de un mensaje se envía como dos caracteres ASCII.

1. SISTEMA DE CODIFICACIÓN

- Hexadecimal, ASCII caracteres 0... 9, A... F
- Un carácter hexadecimal es contenido en cada carácter ASCII del mensaje.

2. BITS POR BYTE

- 1 bit de inicio.
- 7 bits de los datos, el bit más significativo se envía primero.

- 1 bit para paridad par/impar, no bit para ninguna paridad
- 1 bit de parada si se usa paridad, 2 bits si no se usa paridad.

3. CAMPO DE CHEQUEO DE ERRORES

- Chequeo de Redundancia Longitudinal (LRC).

Ventaja Principal: Permite intervalos de tiempo entre caracteres hasta de un segundo antes de que ocurra un error por timeout.

TRAMA ASCII

En modo ASCII, los mensajes comienzan con un carácter (:) ‘dos puntos’ (ASCII 3A hex) y terminan con un par de caracteres (CRLF) ‘Retorno de Carro + Avance de línea’ (ASCII 0D hex y 0A hex). Los caracteres a transmitir permitidos para todos los demás campos son 0-A, A-F hexadecimal. Los dispositivos conectados en red monitorizan el bus de red continuamente para detectar un carácter ‘dos puntos’. Cuando se recibe, cada dispositivo decodifica el próximo campo (el campo de dirección) para enterarse si es el dispositivo diseccionado.

Pueden haber intervalos de hasta un segundo entre caracteres dentro del mensaje. Si transcurre más tiempo entre caracteres, el dispositivo receptor asume que ha ocurrido un error.

Se muestra a continuación una trama de mensaje típica.

Marco de mensaje ASCII

; Dirección Función Datos Chequeo CR LF

ARRANQUE	DIRECCION	FUNCION	DATOS	COMPROB. LRC	FINAL
1 carácter :	2 caracteres	2 caracteres	N caracteres	2 caracteres	2 caracteres CRLF

Excepción: Con los controladores 584 y 984A/B/X, un mensaje ASCII puede terminar normalmente después del campo LRC sin enviar los caracteres CRLF.

En ese caso, debe tener lugar una pausa de al menos 1 segundo. Si esto sucede, el controlador asumirá que el mensaje ha terminado normalmente.

2.3.10.4. Modo de RTU

Cuando los controladores se configuran para comunicarse en una red Modbus en modo RTU (Remote Terminal Unit), cada byte de ocho bits en un mensaje contiene dos caracteres hexadecimales de cuatro bits. La ventaja principal de este modo es que su gran densidad de caracteres permite un mejor rendimiento (throughput) que el modo ASCII para la misma velocidad de transmisión. Cada mensaje debe transmitirse en un flujo continuo.

Sistema de codificación

- Binario de ocho bits, hexadecimal 0... 9. A... F
- Dos caracteres hexadecimal se contienen en cada campo de ocho bits del mensaje.

BITS POR BYTE

- 1 bit de inicio
- 8 bits de datos, el bit menos significativo se envía primero.
- 1 bit de paridad par / impar, no bit para no paridad.
- 1 bit de parada si se usa paridad, 2 bits si no se usa paridad.

El Campo de Chequeo de error

- Chequeo de Redundancia Cíclica (CRC)

Ventaja Principal: Permite transmitir una densidad mayor de caracteres con la misma tasa de baudios que en el modo ASCII.

TRAMA RTU

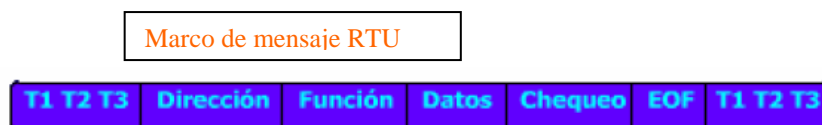
En modo RTU, los mensajes comienzan con un intervalo silencioso de al menos 3.5 tiempos de carácter. Esto es más fácilmente implementado como un múltiplo de tiempos de carácter a la velocidad de transmisión configurada en la red (mostrado como T1-T2-T3-T4 en la figura de la trama). El primer campo transmitido es entonces la dirección del dispositivo destinatario.

Los caracteres a transmitir permitidos para todos los campos son 0-A, A-F hexadecimal. Los dispositivos conectados en red monitorizan el bus de red continuamente incluso durante los intervalos 'silenciosos'. Cuando el primer campo (el campo de dirección) es recibido, cada dispositivo lo decodifica para enterarse si es el dispositivo direccionado.

Siguiendo al último carácter transmitido, un intervalo de al menos 3.5 tiempos de carácter señala el final del mensaje. Un nuevo mensaje puede comenzar después de este intervalo.

La trama completa del mensaje debe ser transmitida como un flujo continuo. Si un intervalo silencioso de más de 1.5 tiempos de carácter tiene lugar antes de completar la trama, el dispositivo receptor desecha el mensaje incompleto y asume que el próximo byte será el campo de dirección de un nuevo mensaje.

De forma similar, si un nuevo mensaje comienza antes de que transcurran 3.5 tiempos de carácter después de un mensaje previo, el dispositivo receptor lo considerará una continuación del mensaje previo. Esto dará lugar a un error, ya que el valor en el campo final CRC no será válido para el mensaje combinado. Debajo se muestra una trama de mensaje típica.



Comparación entre los dos modos

En cualquiera de los dos modos de transmisión serial (ASCII o RTU), un mensaje Modbus es empaquetado por el dispositivo que transmite en una trama que tiene un comienzo y un final conocidos. Esto permite a los dispositivos receptores detectar el comienzo de la trama, leer la dirección y determinar qué dispositivo está siendo direccionado (o todos los dispositivos si es una difusión, 'dirección =0') y conocer cuando se ha completado el mensaje. Se pueden detectar mensajes parciales y generar mensajes de error como resultado.

CARACTERÍSTICAS	ASCII (7Bits)	RTU (8Bits)
Sistema de codificación Binario	HEX usa características ASCII imprimibles (0-9, A-F)	8 Bits
Bits de inicio	1	1
Bits de Datos	7	8
Paridad (opcional)	1 ó 0	1 ó 0
Bits de parada	1 ó 2	1 ó 2
Chequeo de error	LRC	CRC

Debe entenderse que en otras redes, como MAP y Modbus Plus, los mensajes Modbus se ponen en tramas que no están relacionadas con la transmisión serial. Por ejemplo, una petición de lectura de registros puede manejarse entre dos controladores Modbus Plus sin tener en cuenta la configuración de los puentes Modbus seriales de cualquiera de los dos controladores.

2.3.10.5. Transacción con otros tipos de Red

La Figura 2.19 muestra cómo podrían interconectarse los dispositivos en una jerarquía de redes que emplean técnicas de comunicación deferentes. La idea es que la trama Modbus encapsulada en la estructura del paquete de cada red provee el lenguaje común por medio del cual los dispositivos pueden intercambiar mensajes.

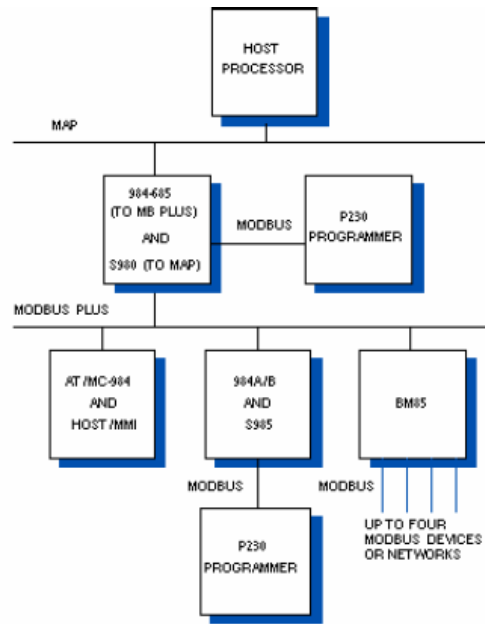


Figura 2.19 Combinación de Modbus en redes jerárquicas.

Dicho de otra forma, sobre otras redes los mensajes del protocolo Modbus se integran dentro de la trama utilizada por esas redes. Por ejemplo, los controladores de red Modicon para Modbus plus o MAP, con software de aplicación asociado – drivers y librerías – proporcionan la conversión entre la trama del protocolo Modbus y las tramas específicas de los protocolos que esas redes utilizan para comunicar sus dispositivos nodo. De esta forma, algunos modelos de controladores Modicon pueden comunicarse sobre Modbus Plus empleando puertos incorporados, o adaptadores de red, y sobre MAP, usando adaptadores de red que hablen ese protocolo.

En estas redes, los controladores se comunican usando la técnica de par-a-par (peer to peer) en la que cualquier controlador puede comenzar las transacciones con otros controladores. Así, un controlador puede operar como un esclavo o como amo en transacciones separadas. Frecuentemente se proporcionan caminos interiores múltiples para permitir transacciones concurrentes Maestro – Esclavo.

A nivel de mensaje, sin embargo, el protocolo Modbus aplica todavía el principio Maestro – Esclavo aunque el método de comunicación de red sea par-a-par. Sin un controlador origina un mensaje, lo hace como un dispositivo maestro y, por lo

mismo, espera una contestación desde un dispositivo esclavo. Similarmente, cuando un controlador recibe un mensaje construye una contestación de esclavo y lo retorna al controlador que originó la petición.

2.3.11. Generalidades de un PLC

Concepto

Las siglas PLC significan *Programmable Logic Controller*, lo que en español sería Controlador Lógico Programable. Resulta ser simplemente a grandes rasgos un equipo que se puede programar en un lenguaje simbólico, y está diseñado para controlar procesos industriales e implementar máquinas.

Cuando se refiere a programar en un lenguaje no informático, se habla de que estos aparatos se programan en un lenguaje denominado “Escalera”, un tipo de programación muy simple, fácil y amigable.

Este lenguaje se basa en una notación gráfica de bloques o con figuras simples como esquemáticos de contactores, bobinas y otros.

Un PLC recibe por sus entradas o captadores, información que será procesada por un programa lógico interno determinado, que ejecutará acciones específicas sobre sus accionadores en sus salidas. Por lo que los PLC son funcionales en sistemas que poseen procesos de monitorear, control, entre otros.

2.3.11.1. Funciones

Las funciones básicas que posee un PLC común son²:

- DetECCIÓN: Lectura de la señal de las entradas distribuidos por el sistema de fabricación.
- MANDO: Elaborar y enviar las acciones al sistema mediante las salidas y preaccionadores.

² Funciones tomadas de:
http://www.grupo-maser.com/PAG_Cursos/Auto/auto2/auto2/PAGINA%20PRINCIPAL/PLC/plc.htm.

- Diálogo hombre máquina: Mantener un diálogo con los operarios de producción, obedeciendo sus consignas e informando del estado del proceso.
- Programación: Para introducir, elaborar y cambiar el programa de aplicación del autómeta. El diálogo de programación debe permitir modificar el programa incluso con el autómeta controlando la máquina.

Hoy en día los PLC's poseen nuevas funciones tales como:

- Redes de comunicación: Permiten establecer comunicación con otras partes de control. Las redes industriales permiten la comunicación y el intercambio de datos entre autómetas en tiempo real.
- Sistemas de supervisión: También los autómetas permiten comunicarse con ordenadores provistos de programas de supervisión industrial. Esta comunicación se realiza por una red industrial o por medio de una conexión por el puerto serie del ordenador.
- Control de procesos continuos: Además de dedicarse al control de sistemas de eventos discretos los autómetas llevan integradas funciones que permiten el control de procesos continuos. Disponen de módulos de entrada y salida analógicas y la posibilidad de ejecutar reguladores PID que están programados en el autómeta.
- Entradas- Salidas distribuidas: Los módulos de entrada salida pueden estar distribuidos por la instalación y se comunican con la unidad central del autómeta mediante un cable de red.
- Buses de campo: Mediante un solo cable de comunicación se pueden conectar al bus de entradas y salidas, reemplazando al cableado tradicional. El autómeta consulta cíclicamente el estado de las entradas y actualiza el estado de las salidas.

2.3.11.2. Componentes

Entre los principales componentes de un PLC básico se encuentran los siguientes:

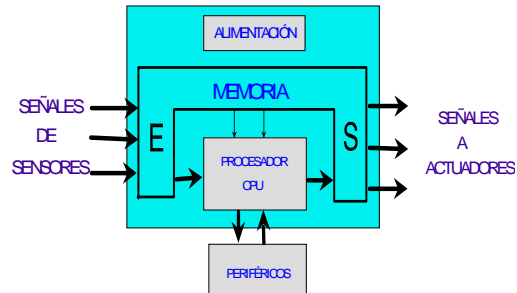


Figura 2.20 Estructura de un PLC

- Gabinete Principal: Este elemento es sobre el que se "enchufan" o conectan el resto de los elementos. Puede alojar a un número finito de elementos dependiendo del fabricante y conectarse a otros gabinetes similares mediante un gabinete de expansión.
- Fuente de Alimentación: La tensión de entrada es normalmente de 110/220VCA de entrada y 24 VCD de salida que es con la que se alimenta a la CPU.
- CPU: Es el cerebro del PLC. Consta de uno o varios microprocesadores (según el fabricante) que se programan mediante un software propio. La mayoría de ellos ofrecen varias formas de programación (lenguaje de contactos, neumónico o instrucciones, de funciones, etc.). Normalmente trabajan con buses de 16 bits, aunque algunos modernos trabajan con buses de 32 bits. El programa alojado en la CPU va escrito en un lenguaje propio de la misma, se ejecuta en una secuencia programable y tiene un principio y un final. El tiempo que transcurre entre los dos se llama ciclo de exploración y hay un temporizador interno que vigila que este programa se ejecute de principio a fin, llamado perro guardián o *watchdog*. Si este temporizador finaliza y el programa no ha ejecutado la instrucción *END*, el PLC pasará a estado de *STOP*.
- Tarjetas entradas/salidas digitales: Se enchufan o conectan al gabinete y comunican con la CPU a través de la citada conexión. Normalmente se utilizan tarjetas de entradas de 24 VCD y salidas de 24

VCD, aunque también las hay de 110 y 220 VCA, depende de las preferencias y normativas locales. Las hay de 8, 16 y 32 entradas o salidas o mezclas de ambas.

- Tarjetas entradas/salidas analógicas: Se enchufan o conectan al gabinete de igual manera que las anteriores, pero teniendo en cuenta que en algunos modelos de PLC's han de estar situadas lo más cerca posible de la CPU (por problemas de caída de tensión). Estas tarjetas leen un valor analógico e internamente lo convierten en un valor digital para su procesamiento en la CPU. Esta conversión la realizan los convertidores analógico-digitales internos de las tarjetas que en algunos casos es uno para todos los canales de entrada o salida aunque actualmente se tiene uno por cada canal de entrada o salida. Estas tarjetas son normalmente de 2, 4, 8 ó 16 entradas/salidas analógicas, llamándose a cada una de ellas canal. Los rangos de entrada están normalizados siendo lo más frecuente el rango de 4-20 mA (miliamperios) y 0-10 VCD, aunque también existen de 0-20 mA, 1-5V, 0-5V, etc.
- Tarjetas especiales: Se enchufan o conectan al gabinete y comunican con la CPU a través de la citada conexión. Se utilizan normalmente para control o monitorización de variables o movimientos críticos en el tiempo, ya que usualmente realizan esta labor independientemente de la CPU. Son algunas muestras las siguientes:
 - Tarjetas de posicionamiento de motores
 - Tarjetas de regulación.

2.3.11.3. Estados de Funcionamiento

- *PROGRAM*. El PLC está en reposo, y puede recibir ó enviar el programa a un periférico (consola, pc)
- *MONITOR o RUN*. El PLC ejecuta el programa que tiene en memoria, permitiendo en modo monitor el cambio de valores en los registros del mismo.

2.3.11.4. Áreas del PLC

AREA DE PROGRAMA:

- En esta área es donde se encuentra almacenado el programa del PLC (que se puede programar en lenguaje Ladder ó nemónico).

AREA DE DATOS:

Esta área es usada para almacenar valores o para obtener información sobre el estado del PLC.

MEMORIA

- » De programa: ram con batería, eprom ó eeprom
- » Interna: recursos del autómatas

2.3.11.5. CLASIFICACION DE AUTOMATAS

COMPACTOS: Suelen integrar en el mismo bloque la alimentación, entradas y salidas y/o la CPU. Se expanden conectándose a otros con parecidas características.

MODULARES: Están compuestos por módulos o tarjetas adosadas a rack con funciones definidas: CPU, fuente de alimentación, módulos de E/S, etc.

La expansión se realiza mediante conexión entre racks.

2.3.12. Generalidades de los Sistemas SCADA

Concepto

Las siglas HMI son provenientes del inglés *Human Machine Interface*, lo que en español es Interfaz Humano Máquina. Esto se refiere a un programa interfaz, que suele correr en un computador tipo PC, el cual es utilizado por el operario del proceso industrial para monitorear y/o controlar un sistema determinado. Este programa interfaz está en constante comunicación y transmisión de datos con el PLC.

Cuando se hable de sistemas SCADA se refiere exclusivamente al *software*, en este apartado, pero es necesario aclarar que no es lo único que comprende el

sistema como tal, pero se hace para efectos de interés. Las siglas SCADA provienen del inglés: *Supervisory Control and Data Acquisition*, lo que traducido al español, es un software supervisor que realiza la adquisición de datos desde PLC hacia una PC comúnmente, y el envío de datos en sentido contrario. El objetivo primordial es que por medio de un programa interactivo, gráfico y amigable simule los procesos que se realizan en una planta (como control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.), de tal manera que realice un sensado en tiempo real y los despliegue en la pantalla del PC que utiliza el operador, o también, que envíe instrucciones que actúen directamente sobre los diferentes dispositivos, de tal manera que sea tan cómodo como el presionar una tecla del computador.

De una manera más personal, agregando a la definición anterior, un programa SCADA es un *software* creador de aplicaciones programadas específicas de un proceso determinado. El programa SCADA está basado en los iconos necesarios para comunicar el estado de las alarmas, por lo que no se necesita más que esta aplicación en el programa de monitoreo.

Continuando con las características generales de las HMI, cada uno tiene su software propio y la comunicación generalmente se da a través del puerto serial RS232.

Una descripción general propuesta de cómo deben ser los módulos que componen un *software* SCADA es la siguiente:

- Configuración: permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- Interfaz gráfico del operador: proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.
- Módulo de proceso: ejecuta las acciones de mando preprogramadas a

partir de los valores actuales de variables leídas.

- Gestión y archivo de datos: se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- Comunicaciones: se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura *hardware* que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

2.3.12.1. Funciones de un Sistema SCADA

Las principales funciones de un sistema SCADA son las siguientes:

- Visualizar y parametrizar datos del proceso (lectura y/o escritura de variables)
- Gestión de alarmas del proceso, con textos de ayuda al operario para la resolución de las mismas
- Recopilación de alarmas sucedidas en el tiempo (histórico de alarmas)
- Impresión de las citadas alarmas
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómeta, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

2.3.13. Protocolos de Comunicación

Concepto

Un protocolo de comunicación, son las reglas de comunicación que autorizan la transmisión de datos entre diferentes dispositivos que hablan sus propios idiomas. Cuando se requiere establecer comunicación entre dispositivos, se deben establecer la sincronización y los procedimientos para el intercambio de datos o Protocolos.

Los protocolos son implementados vía procesos (son los programas que se ejecutan en un *hardware*).

La entrada a los procesos ocurre por puertas lógicas de *software*, por donde el proceso recibe mensajes desde procesos residentes en el mismo o en otro procesador. Un conjunto de datos privados definen el estado actual de un proceso y determinan la acción a tomar por el receptor de un mensaje. El resultado de la computación ejecutada por el proceso se envía por una puerta lógica de salida.

2.3.13.1. Protocolo DDE

El protocolo de comunicación DDE (siglas derivadas del inglés *Dynamic Data Exchange*), es un protocolo de intercambio de datos de Microsoft para aplicaciones Windows.

El intercambio de datos dinámico (DDE) permite enviar/recibir datos e instrucciones hacia/desde una a otra aplicación. Esto implementa una relación cliente- servidor entre dos aplicaciones en ejecución al mismo tiempo.

2.3.13.2. Enlaces OLE para Windows

Las siglas OLE provienen del inglés Object Linking and Embedding, lo que traducido al español sería enlace e inclusión de objetos. Es una especificación de Microsoft creada para trabajar en Windows haciendo posible la integración de objetos entre aplicaciones, lo que permite crear documentos con entidades provenientes de distintas aplicaciones.

Los objetos pueden ser casi cualquier tipo de información, incluyendo texto, imágenes de mapa de puntos, gráficos vectoriales e incluso anotaciones de sonido y vídeo. A través de OLE es posible que los programas se comuniquen entre sí e intercambien información sin pérdida de detalle, independientemente de su origen.

Pero el proceso no se produce de forma automática, de modo que es preciso conocer su funcionamiento para poder aprovechar sus posibilidades.

La especificación OLE permite incorporar enlaces entre determinadas partes de los programas, y así, es posible controlar desde una aplicación lo que se está realizando en otra. Una aplicación que trabaja con OLE puede actuar como servidor, como cliente o como las dos.

Podemos considerar que OLE es un subconjunto de la tecnología ActiveX, encargada de la vinculación e incrustación de objetos, y ambas se sustentan sobre COM (Component Object Model). COM proporciona un mecanismo para permitir la comunicación entre los objetos de una aplicación o entre distintos procesos, proporcionando mecanismos para que un objeto pueda mostrar su funcionalidad a través de una interfaz. Por tanto, COM nos proporciona las conexiones y los interfaces que serán utilizadas desde OLE para conseguir la automatización, para que una aplicación pueda ofrecer una interfaz programable.

2.3.14. Generalidades de un Servidor OPC

El OPC (en inglés *OLE for Process Control*), o en español OLE para control de procesos, es una especificación técnica no propietaria definida por la Entidad *OPC Foundation* (*OPC Foundation* es una entidad sin fines de lucro, encargada de administrar la especificación OPC) y consiste básicamente en un Sistema de Interfaces Estándar basado en OLE/COM y DCOM de Microsoft. Con OPC es posible ínter operar dispositivos industriales con sistemas de información o aplicativos de escritorio. En otras palabras, el OPC permite desarrollar de una manera muy práctica y eficiente aplicaciones que pretendan comunicarse con equipos industriales controlados por PLC's.

Desde un punto de vista general muchos aspectos de OPC son similares al DDE, pero la diferencia principal está en la puesta en práctica usando la tecnología de COM de Microsoft (modelo componente del objeto). Permite

intercambio rápido con datos de proceso de la automatización y el interfaz abierto de OPC, permite el acceso a los datos del servidor de OPC de la misma manera estándar de los usos del cliente de OPC.

OPC es un conjunto de protocolo para interfaces OLE/COM estándar destinados a estimular una mayor interacción entre las aplicaciones de control/automatización, los dispositivos/sistemas de campo y las aplicaciones de ofimática/gestión en la industria de control de procesos.

El OPC ofrece posibilidades entre las cuales destacan las siguientes:

- *Acceder a datos en línea:* La lectura y la escritura eficiente de datos entre una estación central y un dispositivo de control de procesos se puede realizar de forma flexible y eficiente.
- *Control de alarmas:* El OPC provee mecanismos para que sus clientes sean notificados de la ocurrencia de acontecimientos y de condiciones de alarmas especificadas.
- *Acceso a datos históricos:* El OPC permite la lectura, procesamiento y corrección de datos históricos con un eficiente motor de acceso.

La Figura siguiente representa el funcionamiento del OPC con las interfaces personalizada y automatizada.

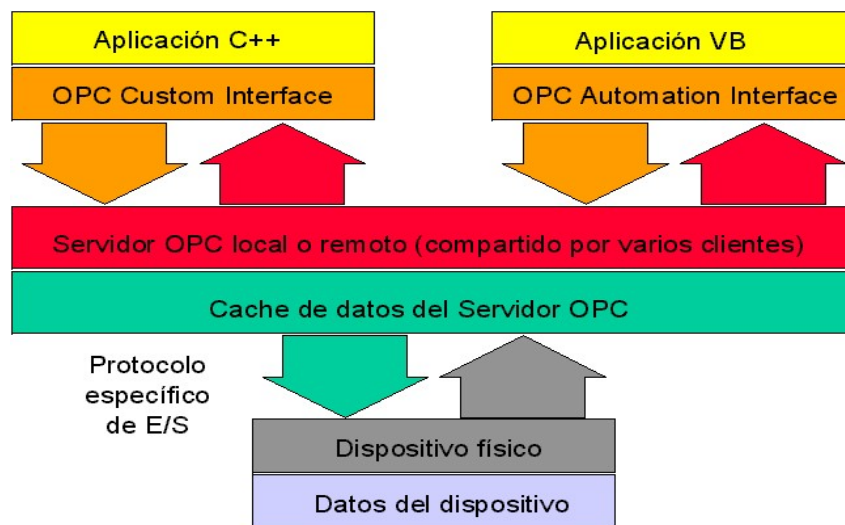


Figura 2.21 Funcionamiento e Interfaces de OPC

El modelo jerárquico de objetos definido por OPC *Foundation* se representa en la siguiente figura:

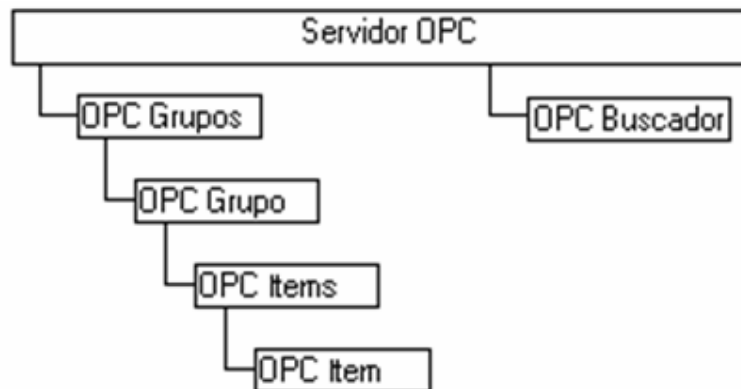


Figura 2.22 Modelo de Objetos del Servidor de Automatización OPC

La descripción de cada uno de los objetos del modelo anterior, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2.4 Descripción de la colección de objetos de la especificación OPC

OBJETO	DESCRIPCIÓN
Servidor OPC	Es una instancia de un servidor OPC. Se debe crear un objeto Servidor OPC antes de poder referenciar los otros objetos. Este contiene la colección Grupos OPC y el objeto Buscador OPC.
Grupos OPC	Es una colección de los objetos Grupo OPC que el cliente ha creado.
Grupo OPC	El propósito de este objeto es mantener la información de estado y proveer el mecanismo para ofrecer los servicios de adquisición de datos por la colección de objetos Ítem OPC.
Ítems OPC	Es una colección que contiene todos los objetos Ítem OPC que el cliente ha creado.
Ítem OPC	Es un objeto que mantiene la definición de los ítems, sus valores, estados y datos de la última actualización.
Buscador OPC	Es un objeto que permite buscar nombres de ítems en un servidor configurado.

2.3.15. LabVIEW DSC

El módulo DSC permite:

- Adquisición de datos sin VIs (por Tags y Wizards)
- Registro de datos simplificado (Datalogging)
- Manejo de Alarmas y Eventos
- Manejo de Seguridad y Acceso de Usuarios
- Trabajo en Red
- Wizards para simplificar

Datalogging and Supervisory Control para sistemas HMI/SCADA

Arquitectura de Módulo DSC

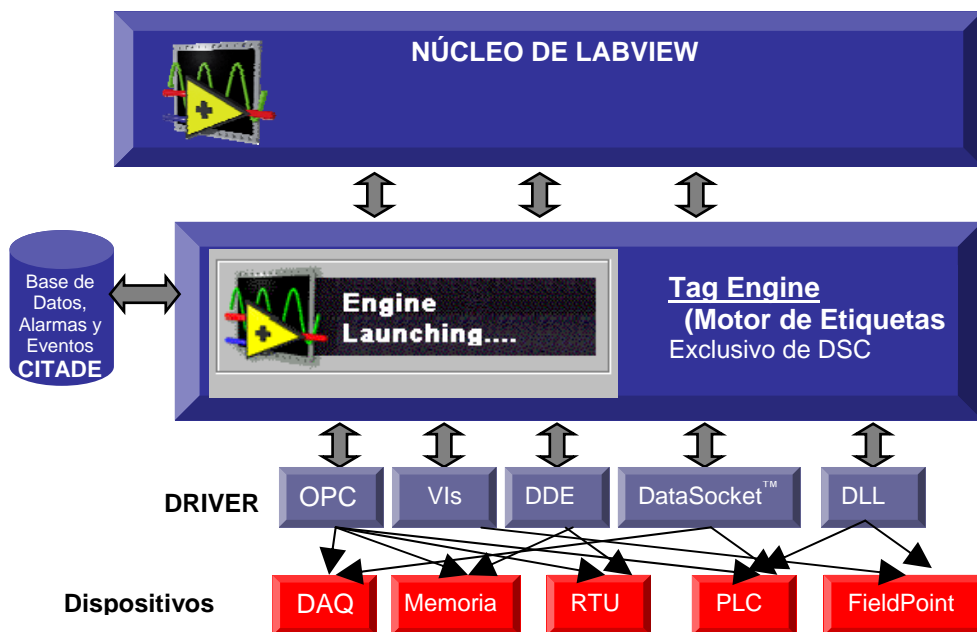


Figura 2.23 Arquitectura de Módulo DSC

2.3.15.1. Tag Engine

- Aplicación separada corriendo en Paralelo con los VI's
- Adquiere datos automáticamente (usando drivers) aunque programas de LabVIEW no estén corriendo
- Escala valores adquiridos
- Genera alarmas y eventos
- Trabaja en red con otras aplicaciones de DSC, Lookout y clientes OPC.

2.3.15.2. Tags (Etiquetas)

- Una TAG (etiqueta) es un punto de entrada o salida de datos o de memoria.
 - El Tag Engine guarda la lista de Tags, con sus configuraciones
 - Tags especifican nombres y propiedades a cada punto de Entrada/Salida
 - Tags también especifican tipo de dato
 - *Analógicos: Datos Numéricos*
 - *Discretos: Datos Boleanos*
- Datos adquiridos por el Tag Engine son registrados

2.3.15.3. Arquitectura de Adquisición de Datos en DSC

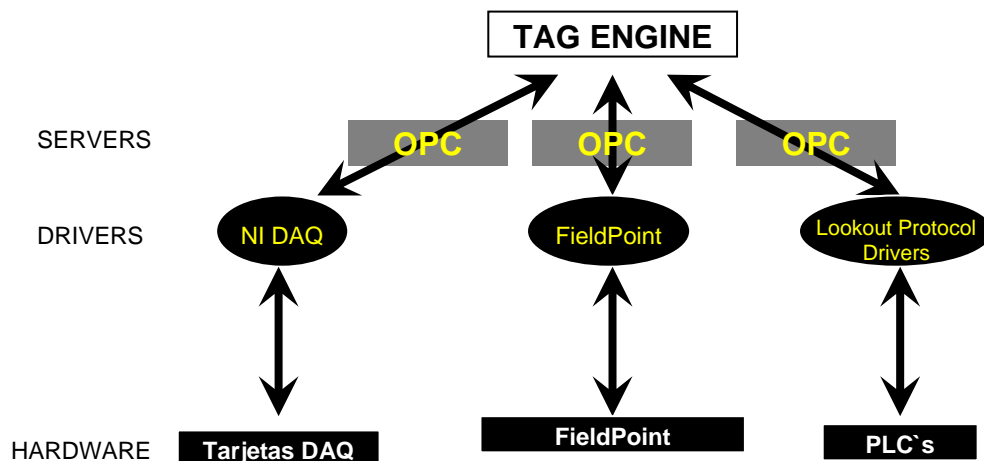


Figura 2.24 Arquitectura de datos en DSC

2.3.15.4. Lookout Protocol Drivers OPC Server (LPD)

- Colección de Drivers para comunicación con PLC de distintos fabricantes
- Debe ser adquirido por separado: Industrial Automation Server
- No sirve para crear programas de PLC

2.4 SEÑALAMIENTO DE VARIABLES

2.4.1. Variable independiente

Sistema automático de control

2.4.1. Variable dependiente

Central Hidráulica Península

2.5 HIPÓTESIS

Implementar un sistema automático de control optimizará la operación de la Central Hidroeléctrica Península

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. MODALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN.

Se trata de una Investigación Cualitativa – Cuantitativa, en primera *Cualitativa* ya que busca establecer las mejores cualidades que debe tener el sistema automático de control, así como también *Cuantitativamente* ya que buscaremos resultados óptimos.

3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN

- El presente proyecto se divide en tres partes principales:
 - Con la finalidad de obtener la teoría que caracteriza el funcionamiento de las excitadoras estáticas; en una primera etapa de investigación se trata de una *investigación bibliográfica* ya que se consultó fuentes bibliográficas, Internet, información técnica de fabricantes, entrevistas a técnicos e ingenieros de empresas afines a la EEASA. que dan soporte técnico a estos equipos.
 - En una segunda etapa se trata de una *investigación de campo*, ya que en el lugar donde se encuentran los objetos de investigación, es donde se obtendrá los datos técnicos que permitan reunir evidencias de la realidad. Se identificó en situación a cada uno de los elementos de los modelos teóricos con sus respectivas funciones. Para esto se realizaron visitas al campo en la Central Hidroeléctrica antes mencionada.

- En la tercera etapa se trata de una *investigación experimental*, ya manipularemos variables para ejercer un control adecuado de la misma.
 - Finalmente se procederá a valorar y analizar los resultados y conclusiones, lo que permitió determinar si se cumplieron los objetivos y replantear algunos de ellos.
- Dentro de los métodos utilizados se encuentran:
 - **Exploratorio:** Que nos permite sondear el problema en forma muy particular el control al momento de la central verificando todos sus aspectos y estableciendo causas y efectos
 - **Descriptivo:** Determina la situación actual para definir el problema y la posible solución.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA:

La población a investigar la conforman los operadores de la Central Hidroeléctrica de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

CAPITULO IV

DESARROLLO DEL SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE UN GENERADOR DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA

Debido a que todos los equipos son diferentes tanto en características de *Hardware* como de *Software* este capítulo es dedicado al conocimiento y descripción del sistema implementado en la Central Hidráulica la Península, empezando desde los requerimientos de diseño hasta el propósito del proyecto, hasta la implementación de la aplicación. Por lo que se tratarán temas tales como especificaciones técnicas eléctricas en su mayoría, hasta la descripción de los registros internos de este aparato.

4.1. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

4.1.1. Delimitación de los Requisitos De Diseño

Corriente y temperatura

La corriente que fluye a través de un conductor siempre genera calor (ver figuras 4.1 y 4.2). A mayor flujo de corriente pasando por un conductor genera un mayor calentamiento en el mismo. El calor excesivo provoca daños en los componentes electrónicos y en el aislamiento de los conductores. Por tal motivo, los conductores vienen especificados para soportar cierto flujo de corriente o amperaje. Dispositivos para protección contra sobre corriente tales como fusibles son comúnmente utilizados para proteger a los conductores de un flujo excesivo de corriente.

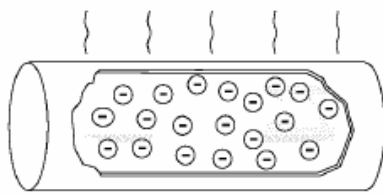


Figura 4.1 Flujo Normal de corriente

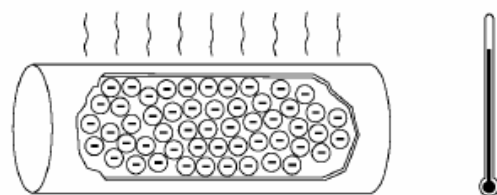


Figura 4.2 flujo excesivo de corriente

Una sobre carga de corriente ocurre cuando demasiados dispositivos son operados por un mismo circuito o pieza electromecánica efectúa un trabajo mayor al especificado en su diseño. Por ejemplo:

Un motor especificado para consumir nominalmente 10 A, puede consumir 20 A, 30 A o más durante una condición de sobrecarga de corriente. Debido a que el motor está consumiendo más corriente de lo especificado, se produce un incremento en la temperatura. El motor sufrirá entonces un daño permanente en un tiempo relativamente corto si es que el problema que genera la sobrecarga no es corregido o si el circuito no es apagado por un protector contra sobrecorriente. Estas fallas no se originan dentro del PLC ni dentro del tablero de control sin embargo, la demanda de corriente si afecta a las conexiones del tablero de control y PLC.

Cada circuito requiere alguna forma de protección para el momento en que una sobrecarga de corriente ocurra. El calor excesivo es causa frecuente de fallas en el aislamiento de los conductores eléctricos. Altos niveles de calor en cables aislados pueden producir daños en su aislamiento, adelgazamiento, cuarteadoras y ruptura del material, que pueden dejar expuestos a los conductores.

Cuando dos conductores contiguos sin aislamiento se tocan (ver figura 4.3), ocurre un corto circuito, entonces, la resistencia del circuito baja a prácticamente cero por lo que la corriente en un cortocircuito puede ser cientos de veces mayor a la corriente que circula por los conductores bajo condiciones normales de operación.

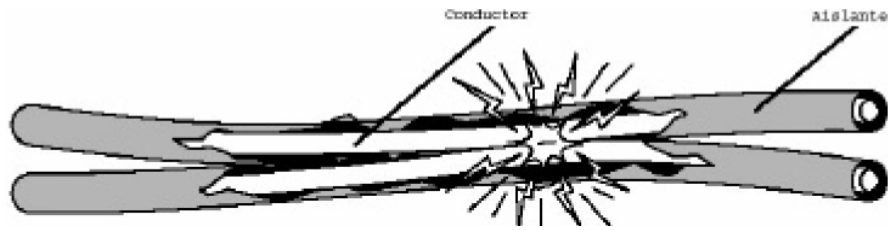


Figura 4.3 Corto circuito entre dos conductores donde el aislamiento se ha roto

Para la protección contra sobrecargas de corriente en la alimentación es necesario incluir un dispositivo capaz de detectar la diferencia entre una sobrecarga de corriente y un cortocircuito y responder en forma apropiada a cada caso. El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe abrir el circuito después de pasado dicho período de tolerancia, en cambio, cuando se detecta un corto circuito, el dispositivo de protección debe abrir el circuito instantáneamente.

4.1.1.1. Switch con fusibles de desconexión

Un switch con fusibles de desconexión es la forma habitual de proteger al circuito contra sobrecorriente (ver figura 4.4). Un fusible es un dispositivo que se dispara una sola vez cuando un excesivo flujo de corriente ocurre, el calentamiento producido por el elevado flujo de corriente provoca que la malla o lámina del fusible se abra (ver figura 4.5) generando una desconexión de la carga al circuito de alimentación de voltaje.

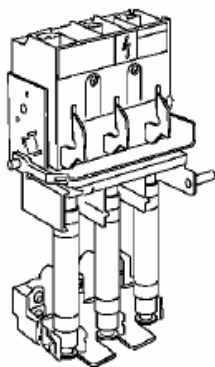


Figura 4.4 Switch con fusible de desconexión

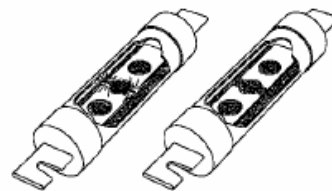


Figura 4.5 Fusible abierto a causa de un excesivo flujo de corriente

Existen dos tipos de fusibles en cuanto a tiempo de accionamiento: los de acción inmediata y los de acción retardada o de retardo a la desconexión. Los de acción

inmediata proveen máxima protección cuando un flujo excesivo de corriente ocurre ya sea por sobrecarga o por cortocircuito. Normalmente los fusibles de acción inmediata, abren el circuito cuando el flujo de corriente excede el especificado sin permitir nunca que llegue al 500% del amperaje especificado antes de 250ms. Por otra parte, los fusibles con retardo a la desconexión, permiten un sobre flujo de corriente superior al 500% del amperaje nominal durante un tiempo de hasta 10 segundos.

Como sistema de protección a la interfaz de alimentación al CPU se recomienda utilizar porta fusible con fusibles de 3 A para efectuar la conexión tanto en la fase como en el neutro.

4.1.1.2. Interruptores termo magnéticos (circuit breakers)

Otro dispositivo empleado para protección contra sobrecorriente es el interruptor termo magnético. Este dispositivo es un interruptor diseñado para abrir y cerrar el circuito de forma no automática y abrir el circuito automáticamente cuando ocurre cierto evento de sobrecorriente sin dañarse a si mismo. Una vez activado el interruptor y después de corregir la causa de sobrecorriente, el switch puede ser accionado de forma manual para reestablecer la operación del sistema. La figura 4.6 muestra un interruptor termo magnético de tres vías comúnmente empleado para proteger entre otros a circuitos de alimentación a paneles de control.

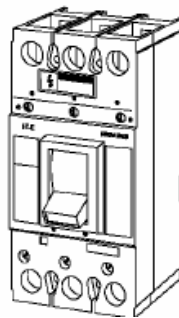


Figura 4.6 Interruptor termomagnético

Los interruptores termo magnéticos proveen una forma manual de energizar y des-energizar un circuito eléctrico, en adición, los interruptores termo magnéticos

proveen protección automática contra sobrecorriente provocada por un cortocircuito. La ventaja es que una vez localizada y reparada la falla, no hay que reemplazar en cuanto al interruptor se refiere.

Como los fusibles, los interruptores termo magnéticos tienen especificaciones en cuanto a amperaje, voltaje e interrupción por fallas en los niveles de corriente. El amperaje especificado en un interruptor termo magnético no debe exceder las especificaciones del amperaje del cableado, ni debe exceder la especificación en más del 25% del consumo total del circuito con el que carga.

4.1.2. El Blindaje de los Cables Apantallados

Cuando existe algún problema de EMI se utiliza la selección de un cable apantallado.

Para elegir un cable apantallado hay que realizar lo siguiente:

- Identificar anticipadamente el tipo de Interferencia determinando su margen de frecuencias.
- Extraer de los catálogos la mejor información sobre el método de prueba para la aplicación específica y el cable apantallado más efectivo para solventar el problema específico, de interferencia.

La clasificación se muestra en la tabla 4.1:

Gama de frecuencias y tipo de acoplamiento de las interferencias	Trecado 95% cobertura	Espir- ral	Lami- nado	Laminado/ trecado	Laminado/ trecado/ laminado
Frecuencia: C. Continua capacitivo conducción conducción/inducción cond./induc./capac.	B BBB	BB B	BBB I	BBB BBB	BBB BBB
Frecuencia: 15 kHz capacitivo conducción conducción/inducción cond./induc./capac.	B BBB BB	BB F I	BBB I B	BBB BBB BB	BBB BBB
Frec. 10 MHz a 1 GHz capacitivo conducción conducción/inducción cond./induc./capac.	B F F	BB I I	BBB B B	BBB BB BB	BBB BBB BBB
BBB = el mejor; BB = muy bueno; B = bueno; F = funcional; I = insatisfactorio					

Tabla 4.1 Selección de cables apantallados en función de la frecuencia, y el tipo de acoplamiento de interferencias.

El apantallamiento de los cables se realiza recubriendo los mismos con mallas de tejido metálico con distintas características mezclados con plásticos (tipo PVC) o recientemente con fibras de algodón formando un tejido sumamente flexible en el que las propias fibras son metalizadas con cobre, níquel o plata.

Los cables apantallados pueden tener diversas presentaciones: cables planos apantallados, cables multiconductores con blindaje laminado, trenzado o espiral, cables con pares trenzados apantallados individualmente cada par o bien todos juntos, etc.

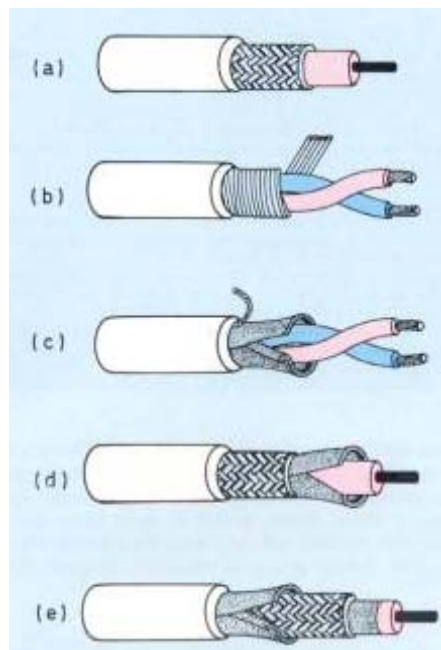


Figura 4.7 (a) Cable apantallado con blindaje trenzado. (b) Cable apantallado con blindaje espiral, (c) Cable apantallado con blindaje laminado recto en forma de tubo. (d) Cable apantallado con blindaje laminado en espiral, (e) Cable apantallado con blindaje combinado laminado y trenzado.

4.1.2.1. Blindajes Trenzados

Un blindaje trenzado (figura 4.7 a) consiste en grupos de cobre o de aluminio, unos grupos trenzados en la dirección de las manillas del reloj y otros al contrario. Este tipo de cable es ideal para minimizar las interferencias de baja frecuencia, porque tiene menos resistencia en continuo que el laminado. Es efectivo tanto en audio como en RF. Generalmente, a mayor cobertura de la trenza, mayor

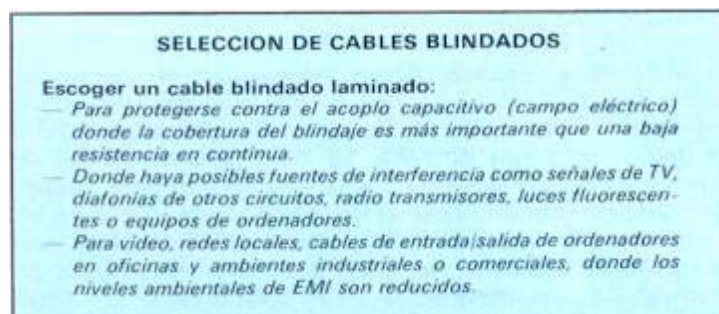
efectividad de apantallado. La cobertura usual se sitúa entre el 80% y el 95%. Una cobertura del 100% es inalcanzable con el trenzado.

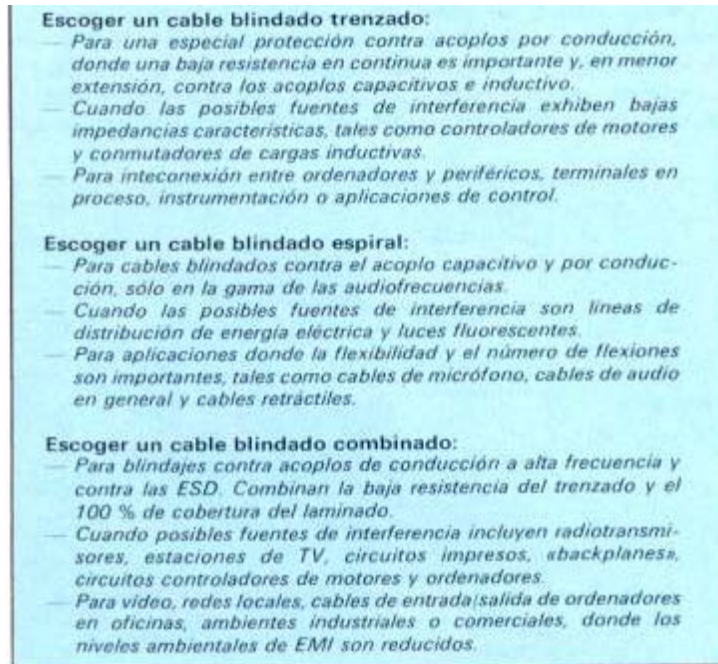
4.1.2.2. Blindajes en Forma Espiral

Consiste en un conductor en forma de espiral dispuesto alrededor del conductor interno (figura 4.7 b). Las ventajas de este cable son una mayor cobertura (97 %) que el anterior y mayor flexibilidad. Está especialmente indicado para aplicaciones de baja frecuencia y audio. Como norma, tener en cuenta que este cable no está indicado para frecuencias mayores a unos 20 kHz, debido al efecto inductivo de la espiral.

4.1.2.3. Blindajes laminados

Tienen una capa de aluminio laminada junto a una película de poliéster o polipropileno (figura 4.7 c y d). La película aislante da al blindaje mayor solidez mecánica y mayor aislamiento. Los blindajes laminados dan un 100 % de cobertura, necesaria para la protección electrostática. Tienen menos peso y volumen que los blindajes trenzados y los espirales, y son más efectivos que éstos en el campo de la RF, siendo más flexibles. Se utilizan principalmente cuando es necesario tener una buena pantalla contra campos electrostáticos. Su desventaja, a tener en cuenta, es su alta resistencia en continua. Disponen de un conductor adicional en contacto eléctrico con la lámina para facilitar la conexión a masa. Cabe destacar que los cables laminados en espiral (figura 4.7 d) tienen mayor inductancia que los cables laminados longitudinalmente en forma de tubo recto (figura 4.7 c).





4.2. DISEÑO ELÉCTRICO

En el apéndice se anexa el plano de conexiones eléctricas que detalla cada una de los sistemas de protección que se enuncian a continuación y a la forma de interconectarlos.

4.2.1. Protección Alimentación del CPU

Se propone proteger la fuente del CPU por medio de un par de clemas porta fusible y un interruptor termomagnético de tres vías con las especificaciones que aparecen en la tabla 3.1. Adicionalmente, para la conexión a tierra se empleará una clema de paso. La figura 3.1 muestra la forma de energizar el CPU y la figura 3.2 muestra el circuito de protección de la alimentación del CPU opcionalmente, se pueden colocar los fusibles de protección a la alimentación antes o después de los interruptores termomagnéticos siendo lo común hacerlo antes y no después.

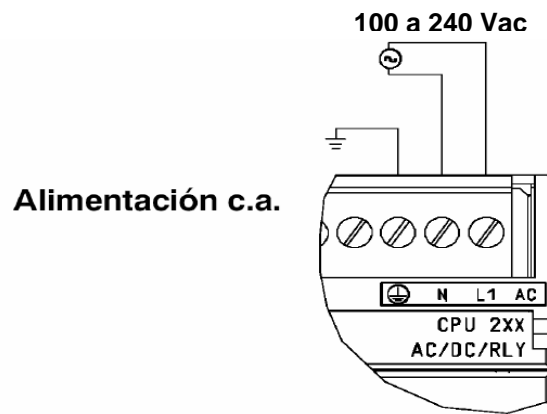


Figura 4.8. Conexión del CPU a la alimentación (no incluye detalle de protecciones)

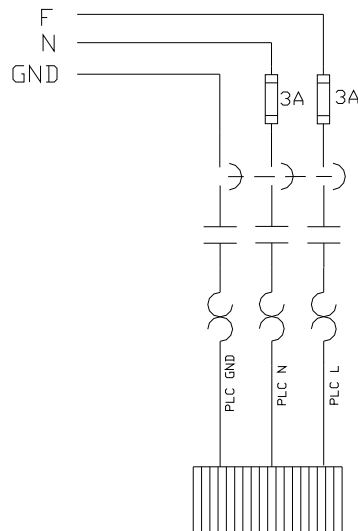


Figura 4.9 Circuito de protección para alimentación del CPU

4.2.2. Especificaciones Eléctricas TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE

Las Bases Compactas son alimentadas a 100 a 240 Vac ó en 24 Vdc dependiendo del código y suministran la tensión 24 Vdc necesaria para alimentar las E/S.

Disponen de:

- Un slot para instalar un cartucho de memoria EEPROM de 32 Kb o un reloj calendario
- Un slot para añadir un segundo puerto serie RS 232C / RS 485.

La Base Compacta de 40 E/S se puede ampliar con 7 módulos de entradas / salidas discretas y analógicas como máximo.

De 100 a 240 VAC
De 85 a 264 VAC
50/60 Hz (de 47 a 63 Hz)

Tabla 4.2. Características eléctricas del PLC TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE

Controlador compacto TWDLC...	AA40DRF AE40DRF
Tensión de alimentación nominal	De 100 a 240 VAC
Rango de tensión permitido	De 85 a 264 VAC
Frecuencia de alimentación nominal	50/60 Hz (de 47 a 63 Hz)
Corriente de entrada máxima	0,79 A (85 VAC)
Consumo máximo de alimentación	77 VA (264 VAC), 65 VA (100 VAC) El consumo de alimentación de este controlador y de sus cuatro módulos de E/S incluye 400 mA para la alimentación de sensores.
Interrupción momentánea de alimentación permitida	10 ms, desaccionamiento del 100 % (en las entradas y salidas establecidas) (IEC61131 y IEC61000-4-11)
Rigidez dieléctrica	Entre la alimentación y los terminales de tierra: 1.500 VAC, 1 min. Entre las E/S y los terminales de tierra: 1.500 VAC, 1 min
Resistencia de aislamiento	Entre la alimentación y los terminales de tierra: mínimo de 10 M Ω (500 VDC) Entre las E/S y los terminales de tierra: mínimo de 10 M Ω (500 VDC)
Resistencia a ruidos	Terminales de alimentación de CA: 2 kV, nivel 3

	Terminales de E/S: - CC: 1 kV, nivel 3 - CA: 2 kV, nivel 4 Conforme a IEC61131-2 (Zona B) y IEC61000-4-4
Corriente de llamada	Máximo de 35 A
Conductor de puesta a tierra	UL1007 16 AWG (1,30 mm ²)
Conductor de la fuente de alimentación	UL1015 0,33 mm ² , UL1007 0,82 mm ²
Efecto de una conexión de fuente de alimentación incorrecta	Polaridad inversa: funcionamiento normal Tensión o frecuencia incorrectas: protección interior de fusible

Características generales de los controladores compactos

Tabla 4.3. Características de funcionamiento normal del PLC TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE

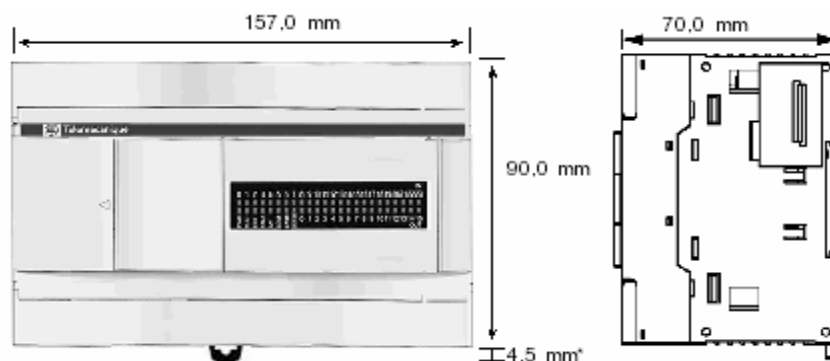
Controlador compacto TWDLC...	AA10DRF DA10DRF	AA16DRF DA16DRF	AA24DRF DA24DRF	AA40DRF AE40DRF
Temperatura ambiente de funcionamiento	De 0 a 55 °C			0 a 55°C al 75 % de la carga 0 a 45°C con la carga completa
Temperatura de almacenamiento	De -25 °C a +70 °C			
Humedad relativa	Del 30 al 95 % (no condensante)			
Grado de contaminación	2 (IEC60664)			
Grado de protección	IP20			
Inmunidad a la corrosión	Libre de gases corrosivos			

Altitud	Funcionamiento: de 0 a 2.000 m Transporte: de 0 a 3.000 m			
Resistencia a las vibraciones	Montado sobre un riel DIN: De 10 a 57 Hz, amplitud de 0,075 mm; de 57 a 150 Hz, aceleración de 9,8 ms ² (1 G); 2 horas por eje en cada uno de los tres ejes perpendiculares entre sí. Montado sobre la superficie de un panel: De 2 a 25 Hz, amplitud de 1,6 mm; de 25 a 100 Hz, aceleración de 39,2 ms ² (4G); Lloyd's, 90 minutos por eje en cada uno de los tres ejes perpendiculares entre sí			
Resistencia a golpes	147 ms ² (15G), 11 ms de duración, 3 golpes por eje en los tres ejes perpendiculares entre sí (IEC 61131).			
Peso	230 g	250 g	305 g	522 g

4.2.3. Especificaciones Mecánicas del módulo

TWDLCAE40DRF de TELEMECANIQUE

Los siguientes diagramas muestra las dimensiones del controlador compacto de la serie TWDLCA•40-DRF



Nota: * 8,5 mm cuando se retira la abrazadera.

4.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DEL PROCESO.

4.3.1. Configuración de la Red de Bus de Proceso (Topología de la Red)

ARQUITECTURA

La siguiente figura muestra la arquitectura utilizada para diseñar el sistema automático de un generador:

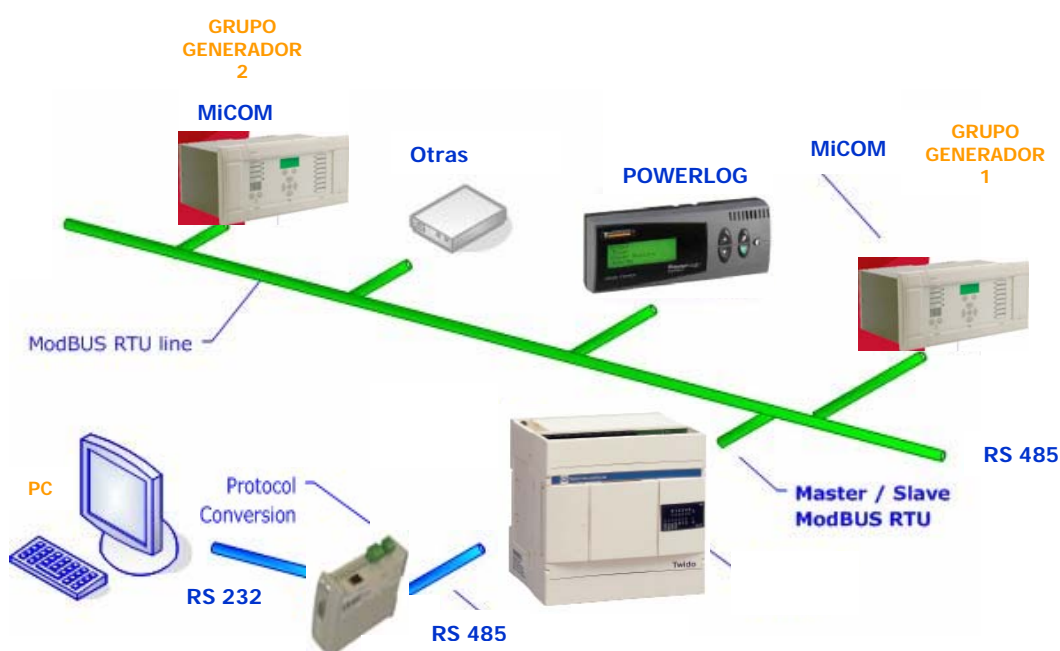


Figura 4.10 Arquitectura

4.3.2. ESPECIFICACIONES

4.3.2.1. MEDIDORES DE ENERGÍA POWER LOGIC 3250

Características

El medidor de energía proporciona mediciones eficaces de los siguientes parámetros: frecuencia, temperatura, corriente, demanda de corriente, Tensión, Potencia real, Potencia Reactiva, Potencia aparente, Demanda de Potencia,

Pronóstico Potencia demandada, factor de Potencia, energía acumulada, energía acumulada reactiva, Distorsión total de Armónicas (THD) en Tensión y Corriente, y factor K de cada Corriente.

Las señales digitales de Tensión y Corriente serán muestras de un rango suficiente para proveer los valores eficaces con mayor exactitud a la 63a. armónica (basada en la fundamental de 50/60 Hz.).

Todos los parámetros mostrados por los monitores de circuitos cuando suceda una interrupción de la energía serán almacenados y conservados en una memoria no volátil.

Parámetros de Medición

Los siguientes parámetros serán medidos por el PowerLogic realizando lecturas de los valores mínimos y máximos instantáneos, realizados en el ajuste previo:

1. Frecuencia.
2. Corriente eficaz, de fase y del neutro.
3. Corriente eficaz, promedio de las tres fases.
4. Corriente eficaz, aparente.
5. Tensión, Fase a Fase y de Fase a Neutro.
6. Tensión de desbalanceo de fase, Fase a Fase y de Fase a Neutro.
7. Factor de potencia, cada fase.
8. Factor de Potencia, el total de las tres fases.
9. Potencia Real, de cada fase y el total de las tres fases.
10. Potencia Reactiva, de cada fase y el total de las tres fases.
11. Potencia Aparente, de cada fase y el total de las tres fases.
12. Demanda de Corriente, de cada fase y el promedio de las tres fases.
13. Potencia real de demanda, promedio de las tres fases.
14. Potencia reactiva de demanda, promedio de las tres fases.
15. Potencia Aparente de demanda, promedio de las tres fases.
16. Energía acumulada (MWh, MVAh, y MVARh).

17. Energía Reactiva (VARh por cuadrante).
18. Distorsión Total de Armónicas (THD), Corriente y Tensión, por fase.
19. Factor K, por fase.

Las siguientes lecturas de demandas serán descritas por el Medidor de Energía:

1. El promedio de la corriente demandada, por cada fase.
2. Picos de corriente de demandada, por cada fase.
3. Promedio de la Potencia real de demanda. Potencia reactiva, potencia aparente.
4. Pronostico de Potencia real de demanda, Potencia reactiva, potencia aparente.
5. Pico de demanda de Potencia Real, Potencia reactiva, potencia aparente.

El Medidor de Energía proveerá las lecturas de los siguientes parámetros:

- Energía Acumulada
- Energía Reactiva Acumulada
- Energía Aparente Acumulada.
- Energía Reactiva por cuadrante

Control

En el caso de los medidores de energía, estos no requieren elementos adicionales de control o modificaciones a efectuar en el sistema de fuerza de los generadores, solamente la conexión a los transformadores de corriente y potencial, mediante el uso de los bloques de prueba ubicados en el tablero de cada generador.

Los medidores de energía se encuentran conectados a los transformadores de voltaje (6900 V.C.A. en el primario, 115 V.C.A. en el secundario) y de corriente (75 A en el primario, 5 A en el secundario) existentes de acuerdo a los planos de la central. Para su conexión se desinstaló los medidores de energía GE actuales.

El medidor de energía se encuentra instalado en un sistema trifásico, con delta de tres hilos con 2 TC y 2 TP. Esta disponible una entrada para un TC en el neutro para medir la corriente en el neutro o corriente de falla a tierra. Como esa opción no se encuentra disponible en campo, la corriente residual será calculada por suma vectorial de las corrientes de fase.

4.3.2.2. RELES DE PROTECCIÓN MiCOM P343

Características

La protección para generadores MiCOM P343 cuenta con protección para sobre corriente, falla a tierra, desplazamiento de tensión de neutro, falla a tierra sensible o restringida, sobre corriente o baja impedancia dependiente de la tensión, sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia, potencia inversa, baja potencia hacia delante o sobre potencia, falla de campo, secuencia de fase negativa térmica, sobre corriente y sobre tensión de secuencia de fase negativa, frecuencia anormal de turbina, corriente térmica y sobre flujo, diferencial de generador, falla a tierra 100% de estator mediante técnica de medición de 3ra armónica, deslizamiento de polos, así como supervisión del TP, del TC. y energización involuntaria en protección de paro.

Para los generadores 1, 2 y 3, y con el objeto de conservar el criterio de protección del diseño original de la central, el relé MiCOM P343 del sistema se encargará de la supervisión y control de:

- Protección de Sobre corriente (Protección 50-51)
- Protección de Sobre Voltaje (Protección 59)
- Protección de Potencia Inversa (Protección 32)

PROTECCIÓN POR SOBRE CORRIENTE

El relé de protección tiene la capacidad de programar cada elemento de fase de sobre corriente con cuatro etapas independientes de tiempo definido (DT) o tiempo inverso definido (IDMT), las mismas que serán ingresadas de acuerdo a las características del generador en la calibración y pruebas paramétricas.

Para el caso de los generadores de la Central Hidroeléctrica la Península, se utilizaron únicamente dos etapas, la primera de tiempo inverso definido (IDMT) con US-INVERSE como curva característica; mientras que la segunda etapa se utilizó una curva de tiempo definido (DT).

PROTECCIÓN POR POTENCIA INVERSA

El elemento de protección por potencia tiene dos etapas a ser configuradas de manera independiente para operar como protección de potencia en inversa (RP), de sobre potencia (OP) o de potencia baja hacia adelante (LFP).

La protección por potencia inversa será utilizada para proporcionar una protección contra motorización e interbloqueo de interruptor para evitar exceso de velocidad durante el apagado de la máquina. En este caso se utilizó curvas de disparo directo.

PROTECCIÓN POR SOBRE VOLTAJE

La protección de sobre tensión estará configurada para operar a partir de elementos de tensión fase con fase y con dos etapas independientes con elementos de tiempo definido (DT) o de tiempo inverso definido (IDMT).

Para el caso de la Central Hidroeléctrica la Península, se utilizó la primera etapa de tiempo inverso definido (IDMT) y la segunda etapa se utilizó una curva de tiempo definido (DT).

Control

La protección MiCOM P343 requiere la conexión de los transformadores de corriente y voltaje del generador. Para la conexión de corriente se utilizaron los tres TCs (transformadores de corriente) del transformador de protección, los cuales se encuentran conectados a tres fases del generador.

La conexión de voltaje se realizó a través de los TPs (transformadores de potencial) a dos hilos con neutro.

Las salidas de relé proporcionadas por la protección sirven para la conexión de dos relés auxiliares, los cuales están diseñados para su operación de la siguiente forma:

- Al existir una falla por sobre corriente, sobre voltaje o potencia inversa, se activará el Relé 3 (cuya lógica de control se realizó mediante una compuerta OR con las funciones antes mencionadas). El Relé 3 se encuentra conectado a uno de los relés auxiliares (Relé de disparo), el cual, cuando se active, se encargará de energizar con el voltaje de control a la bobina del Conmutador de Excitatriz (Bornera 30) y del Disyuntor Principal (Bornera 31) provocando su apertura.
- De igual manera, al existir una falla del procesador del Micom P343 se activará el relé asignado, el cual se encuentra conectado a un relé auxiliar (Relé de Watchdog). Al activarse éste se activará el Relé de Disparo, provocando así la apertura del conmutador de Excitatriz y del Disyuntor Principal.
- Existen salidas independientes para cada fallo, las cuales se encuentran conectadas al panel de alarmas ABB SACO existente en la estación. Así, el Relé 4 se activará por falla de SOBRE CORRIENTE, para una falla de

POTENCIA INVERSA se activará el Relé 5 y el Relé 6 se activará cuando exista una falla de SOBRE VOLTAJE.

4.3.3. CABLEADO

NIVEL DE CAMPO Y PROCESO

Cable Belden 8451 (par trenzado)

Este cable de par trenzado es simétrico, es decir, los polos positivo (+) y negativo (-) utilizan conductores de las mismas características, y se utiliza un tercer trenzado como malla o apantallamiento que protege el conjunto de contaminación electromagnética, pero sin que por esta malla circule la señal. La señal se conduce exclusivamente por el par trenzado y ambos conductores son geoméricamente idénticos.

La ventaja de que el aislamiento del Belden aguanta bastante bien, y no se “arruga” tan fácilmente como cuando soldamos otros cables.

NIVEL DE CONTROL Y GESTIÓN

STP (Kshielded Twisted Pair)

(CABLE DE PAR TRENZADO APANTALLADO)

En este caso cada par va recubierto por una malla conductora que actúa de pantalla frente a interferencias y ruido eléctrico. Su impedancia es de 150 Ohmios. El nivel de protección del STP ante perturbaciones externas es mayor al ofrecido por UTP. Sin embargo es más costoso y requiere más instalación. La pantalla del STP para que sea más eficaz requiere una configuración de interconexión con tierra (dotada de continuidad hasta el terminal).

Interfaces

Se instaló compuertas que actúen como interfaces de hardware y de protocolos entre los IED's y la red bus de proceso. Las compuertas permiten trabajar en una red común de comunicación y protocolo en toda la red con el objeto de integrar una gran cantidad de estos dispositivos. Ellos suministran una interfase física del sistema de control y automatización entre los IED's (puertos RS232/ RS485) y la red eléctrica, a la vez que funcionan como convertidores de protocolos entre los dispositivos y la red estándar.

Para cada protocolo de IED conectado a la red se desarrolló un software en particular. Entre la variedad de protocolos involucrados se encuentran el formato de comunicación ASCII y el protocolo Modbus.

4.3.4. Conexiones para Comunicaciones

DISPOSITIVOS CONECTADOS CON UN BUS DE COMUNICACIONES AL MEDIDOR DE ENERGÍA POWER LOGIC 3250

El puerto esclavo RS-485 permite que el Circuit Monitor se conecte en un bus de comunicaciones con un máximo de 31 dispositivos de 4 hilos.

Para conectar dispositivos en bus de comunicaciones al Circuit Monitor, se utilizó el cable de comunicaciones que tiene dos pares trenzados blindados (Belden 8451) y el conector de cinco terminales del puerto RS-485 del Circuit Monitor.

Los terminales vienen etiquetados:

- 24 (blindaje)
- 23 TX- , 22 TX+ (transmisión)
- 21 RX-, 20 RX+ (recepción)

La Figura 4.11 muestra las etiquetas.

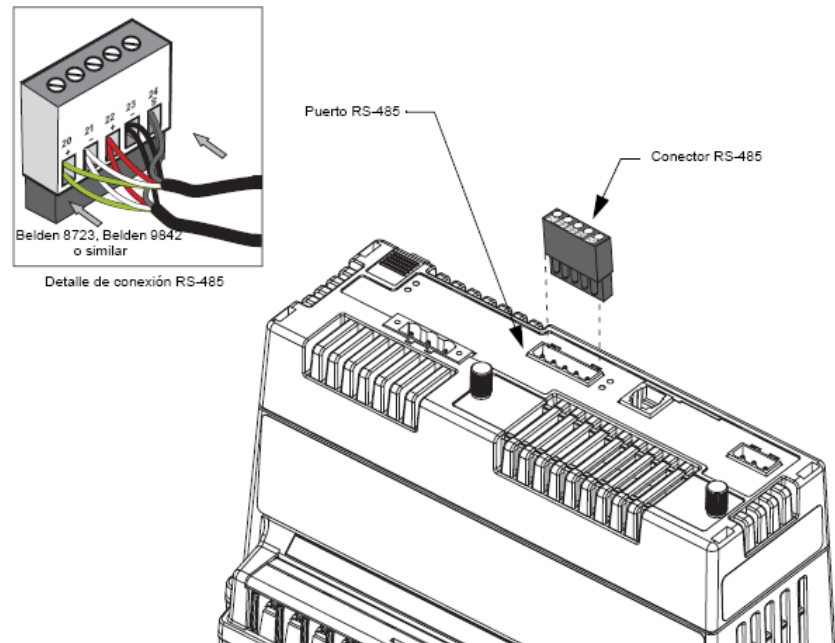


Figura 4.11 Conexión RS-485

Al realizar conexiones a otros dispositivos POWERLOGIC las etiquetas de los terminales corresponden de la forma que se explica a continuación:

IN = RX, OUT = TX y SHLD =

Para conectar el Circuit Monitor siga los siguientes pasos:

1. Pele los hilos del cable e insértelos en los orificios del conector.
2. En la parte superior del conector, apriete los tornillos de sujeción del cable 0,56–0,79 N•m.

Longitud del enlace de comunicaciones

La longitud del enlace de comunicaciones RS-485 no puede ser superior a 3.050 m, lo que significa que la longitud total del cable de comunicaciones desde el dispositivo host al último dispositivo del bus de comunicaciones no puede ser superior a 3.050 m. Cuando hay 17 o más dispositivos en un vínculo de comunicaciones, la distancia máxima debe ser menor en función de la velocidad en baudios.

Tabla 4.4 distancia máxima según la velocidad en baudios

Velocidad en baudios	Distancias máximas	
	1-16 dispositivos	17-32 dispositivos
1200	3.048 m	3.048 m
2400	3.048 m	1.524 m
4800	3.048 m	1.524 m
9600	3.048 m	1.219 m
19200	1.548 m	762 m
38400	1.524 m	762 m

4.3.4.1. DISPOSITIVOS CONECTADOS CON UN BUS DE COMUNICACIONES AL RELE DE PROTECCIÓN MiCOM P343

El puerto RS-485/KBUS permite que el Rele de Protección MiCOM P343 se conecte en un bus de comunicaciones con un máximo de 31 dispositivos como se muestra en la Figura 4.12.

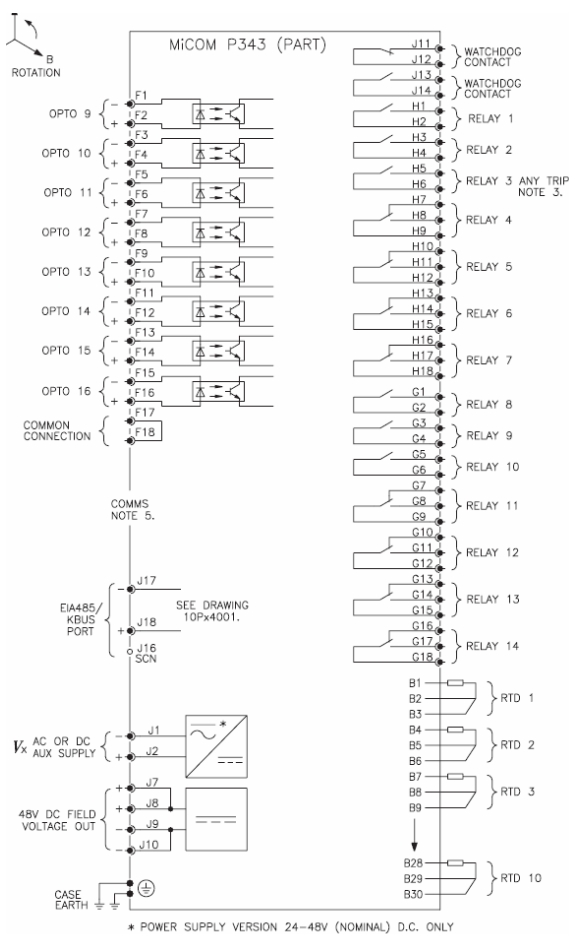


Figura 4.12 diagrama de conexión RS-485

4.3.5. CONVERTOR DE PROTOCOLO RS-232 A RS-485

Waveseries

El acondicionador de señal Waveseries puede ser adaptado a cualquier aplicación de una manera fácil, para señales de acuerdo con la normativa IEC 381.

Ventajas:

- Corrientes unipolares y bipolares, señales estándares de tensión y corriente
- Tensión de alimentación compartida mediante puentes enchufables
- Amplia superficie para marcadores estándar para señalización.
- Homologaciones internacionales



Dicho convertor de protocolo RS-485 a RS-232 permite conexiones de brida-tornillo (BLZ) o directa (BLZF) hasta 2,5 mm².

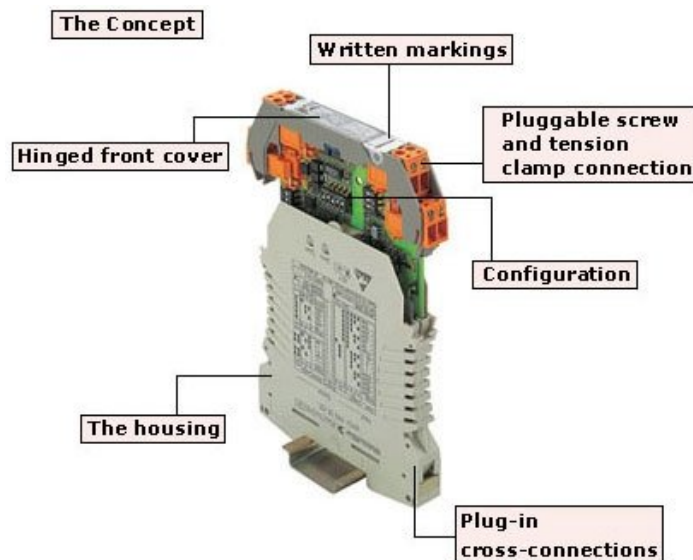


Figura 4.13 diagrama del convertor RS-485 a RS-232

La configuración que realiza mediante los switches DIP proporciona un ajuste fino.

4.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DEL PROCESO.

4.4.1. Diseño e implementación del hardware.

- **Diagrama de Bloques del Sistema**

El sistema esta conformado por los siguientes bloques como se muestra en la figura 4.10.

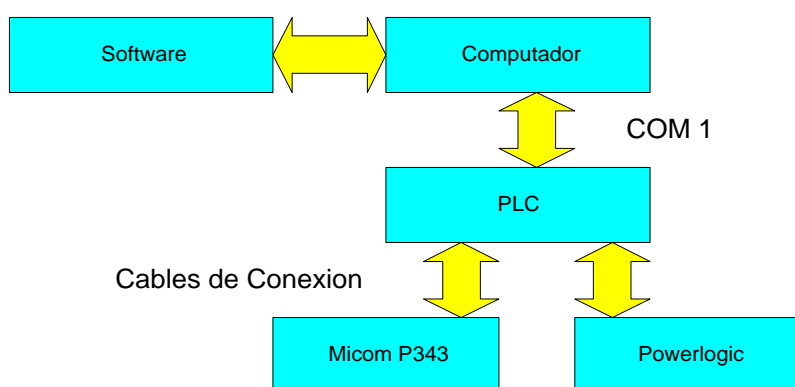


Figura 4.14 Diagrama de Bloques del Sistema

En este modelo se presentan los subsistemas interrelacionados, el nivel de red de área local LAN y el nivel de área industrial del PLC, y el Bus I/O.

El sistema cuenta con un núcleo central de procesamiento, un sistema de teled medida, un conjunto de algoritmos finales, un sistema de comunicaciones de campo y equipo de hardware, además de una red de área local e interfaz gráfica de usuario para los operadores de la central. Asimismo, consta del alambrado para lograr una alta seguridad operativa.

Los elementos son:

- **Software de aplicación.-** Se utiliza una interfaz gráfica, para control y monitoreo de las variables, este software fue implementado en LabVIEW 7 Express.

- **Computador.-** Debe utilizarse un computador Pentium IV, instalado el sistema operativo Windows 98, o versiones y características superiores. Memoria Ram 256 MB.
- **PLC.-** El PLC utilizado en este proyecto es el controlador compacto Twido TWDLCAE40DRF, de TELEMECANIQUE.
- **Puerto Serie COM1.-** Puerto serial utilizado para la comunicación entre el PLC y la PC
- **Cables de conexión.**
- **Protocolo para la transmisión de datos.-** Modbus
- **Medidores de energía.-** Powerlogic 3250
- **Relés de proteccion.-** Micom P343

4.4.2. Descripción del hardware del sistema

El sistema está diseñado y construido, aprovechando la versatilidad del puerto serie COM1, el cual conecta la computadora con el sistema del PLC, el mismo que se encarga de la comunicación con el bus de I/O es decir con los equipos de medición y protección.

- Medidor de Energía PowerLogic 3250

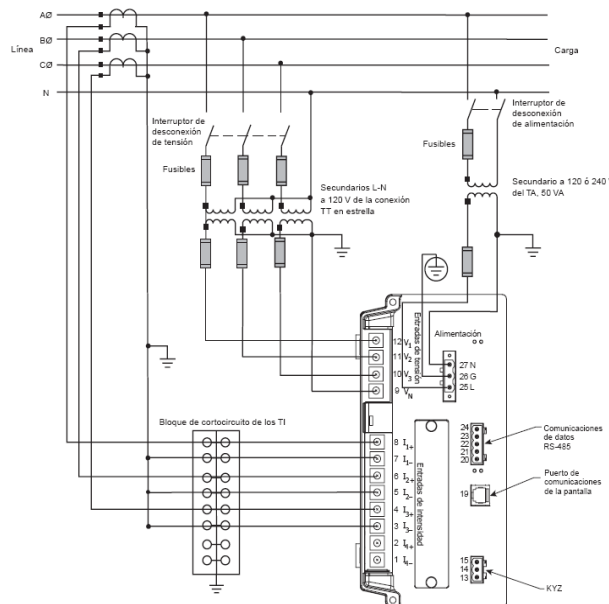


Figura 4.15. Diagrama de cableado.

- Relé de Protecciones MiCOM P343

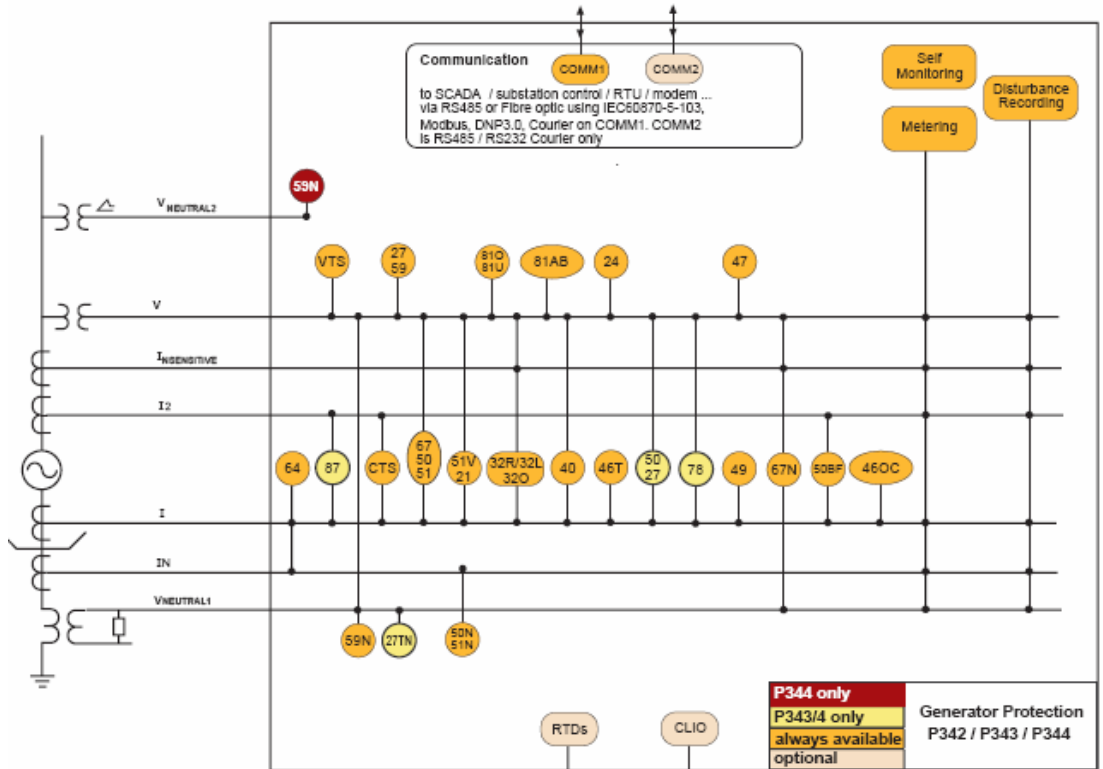


Figura 4.16 Diagrama interno del equipo

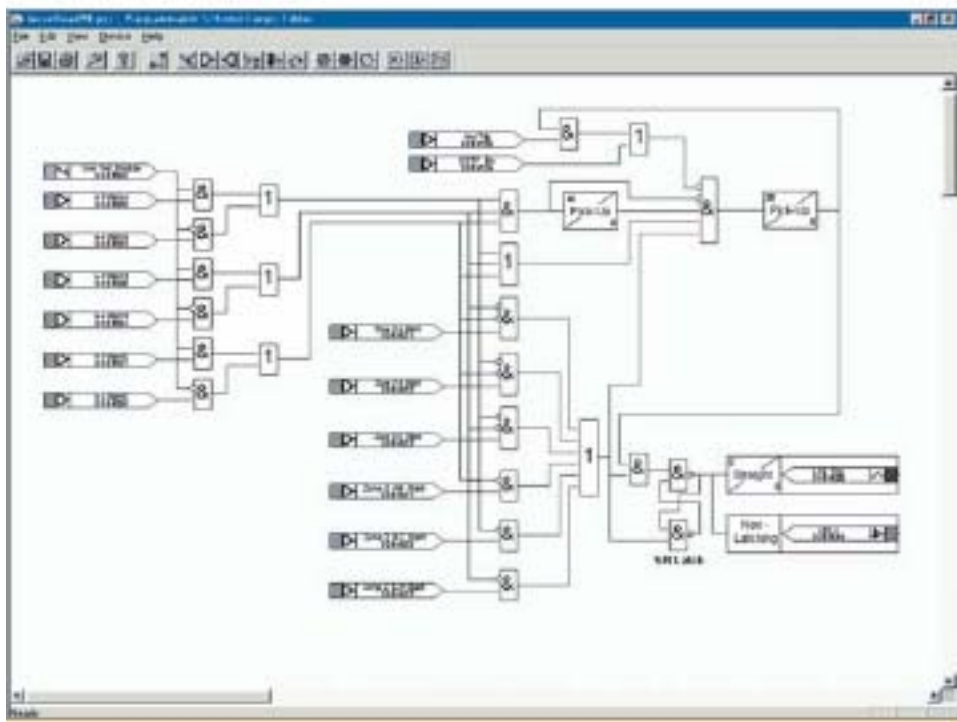


Figura 4.17. Editor PLS del MiCOM P343 para I/O

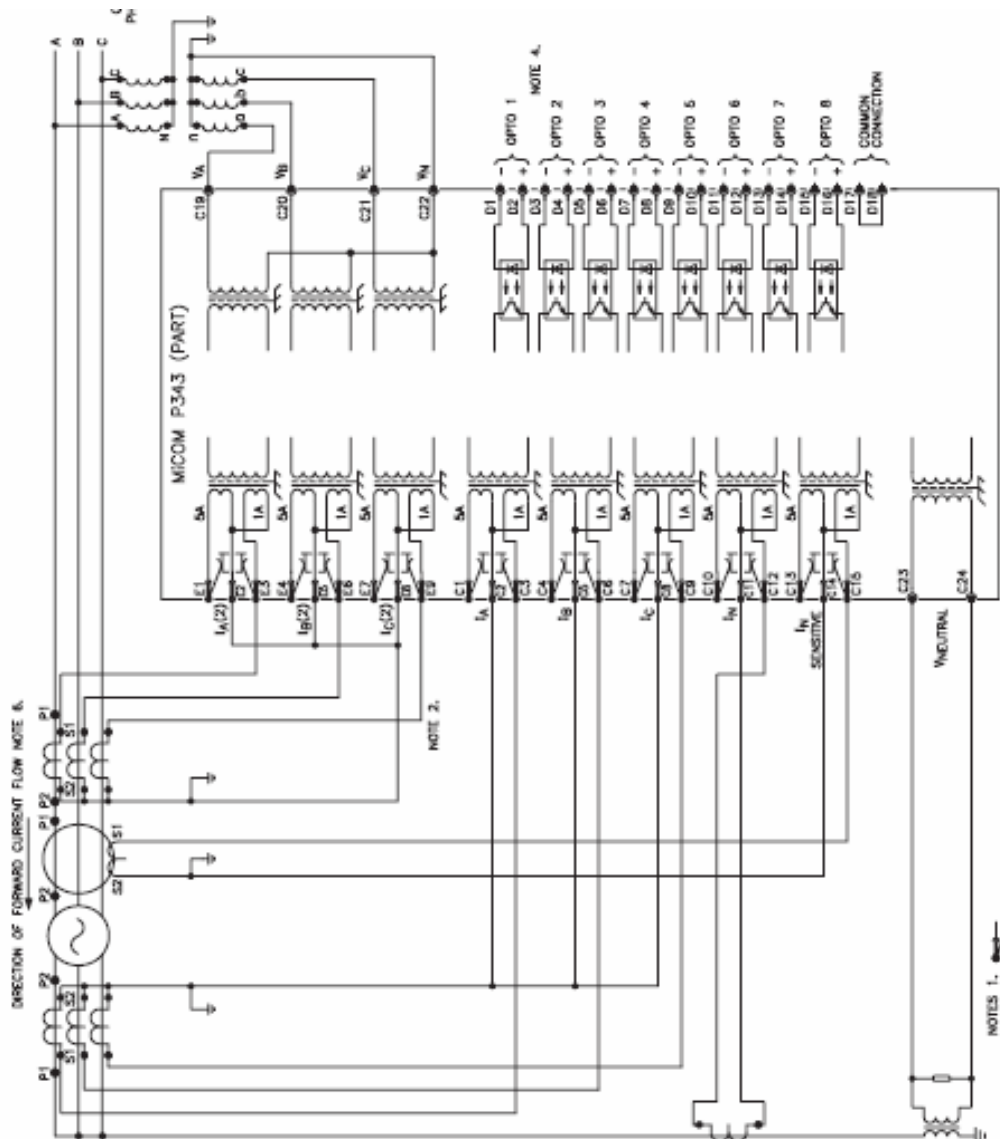


Figura 4.18 diagrama de conexión

4.4.3. Interfase utilizada para la comunicación

La interfase utilizada para el intercambio de datos entre el PLC y la PC es el puerto serial RS232, estándar que presenta algunas desventajas, que hace que no se lo utilice a menudo en las comunicaciones para la instrumentación.

El estándar RS232 es un sistema no balanceado, punto a punto, que se puede transmitir datos a bajas velocidades. Para este proyecto se utilizó esta interfase que establece la comunicación entre el PLC y la PC, ya que no se requiere de altas velocidades ni largas distancias.

4.4.4. Comunicación entre dispositivos

Las conexiones de cables efectuadas en cada dispositivo remoto son.

Conexión mini DIN:

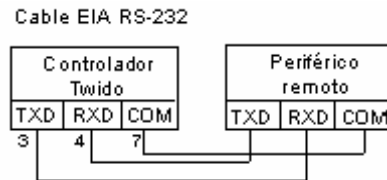


Figura 4.19 Conexión PLC con periféricos

Polarización de la línea EIA RS-485 en los controladores TWDLCA•40DRF

El conjunto de la polarización lineal externa de la línea RS-485 EIA de conexión mini-DIN TWDLCA•40DRF debe componerse de:

- Un resistor de conexión de 5 V en un circuito D1(A+),
- Un resistor de desconexión del circuito común en el circuito D0(B-).

La siguiente figura ilustra el conjunto de polarización de línea externa en la línea RS-485 EIA de conexión mini DIN TWDLCA•40DRF:

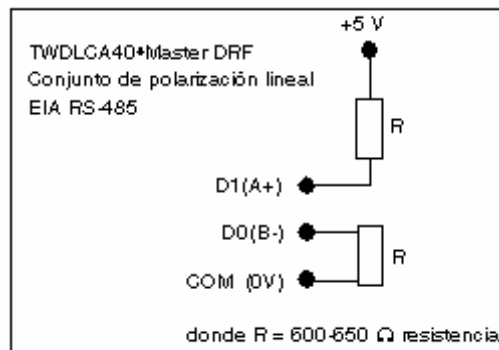


Figura 4.20 Diagrama para la comunicación entre el PLC y los equipos de medida

Se puede realizar la polarización externa de dos formas:

- Conectando externamente el conjunto de polarización proporcionado por el usuario, a través de un cable de amarre de conexión mini DIN. (Consulte la definición del pin del conector).
- Utilizando una cubierta de polarización (configurada para una polarización de doble cable) y un conjunto de polarización (disponible próximamente en catálogo).

4.5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SOFTWARE

4.5.1. Plataforma utilizada para la implementación del software.

El software fue desarrollado en LabVIEW7 Express ya que cuenta con la funcionalidad que se requiere para crear el instrumento virtual que facilita la integración de la aplicación de control de la tarjeta electrónica, además el software es lo suficientemente amigable y poderoso para no tener que preocuparse por la conexión a bajo nivel con el hardware, la interfaz es transparente y la configuración es fácil y rápida de establecer.

El sistema completo desarrollado con LabVIEW7 Express presenta los siguientes aspectos:

- **Flexibilidad:** El software proporciona un potente lenguaje de programación sin la dificultad y complejidad asociada, proporcionando un método rápido para programar varios sistemas de instrumentación virtual.
- **Funcionalidad:** El software cuenta con toda la funcionalidad que se requiere para controlar al módulo facilitando la integración de las aplicaciones de automatización y medición.
- **Confiabilidad:** El sistema proporciona todas las herramientas básicas para el desarrollo óptimo del sistema.
- **Disponibilidad:** Dispone de fáciles y numerosas opciones para el manejo del sistema, permitiendo su operación para cualquier tipo de usuario.
- **Portabilidad:** El software puede ser instalado en una computadora Pentium I o superior, además debe disponer del puerto serial RS-232 que es por donde se realiza la comunicación, entre la interfase (HMI) y el sistema.

- **Interfaz gráfica:** El (HMI), cuenta para la presentación de los resultados con paneles frontales gráficos e interactivos, disponiendo de numerosas opciones para el manejo de datos.

4.5.2. IMPLEMENTACIÓN DEL SOFTWARE.

- **Programación del PLC.**⁵

A continuación mostramos el entorno del software para poder desarrollar el Programa en Twido.

Ingresando a TwidoSoft

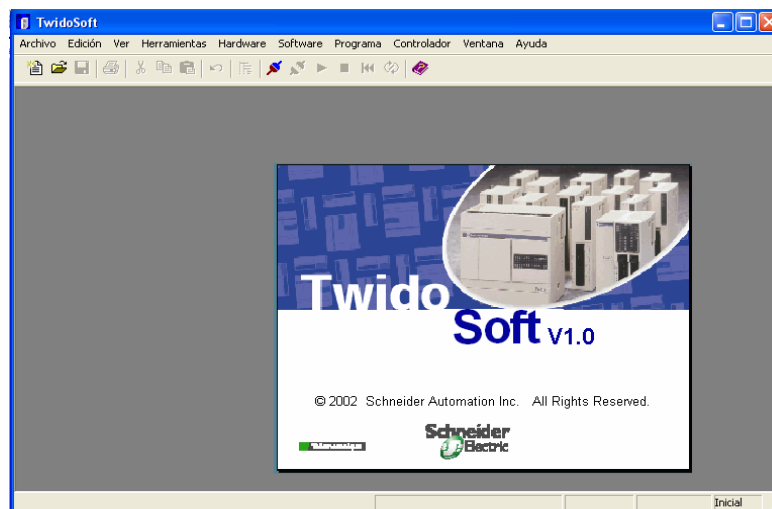


Figura 4.21

En la barra de herramientas seleccionamos Archivo y luego Nuevo

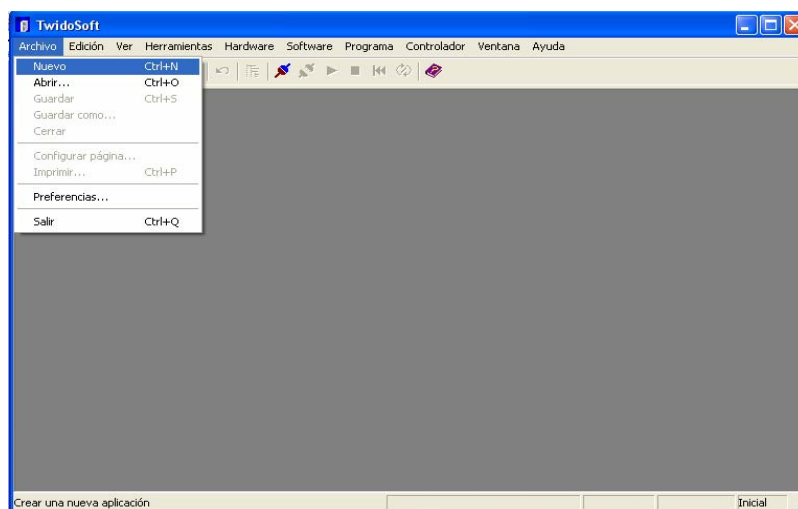


Figura 4.22

⁵ http://www.todopic.com.ar/pbp_sp.html#1@

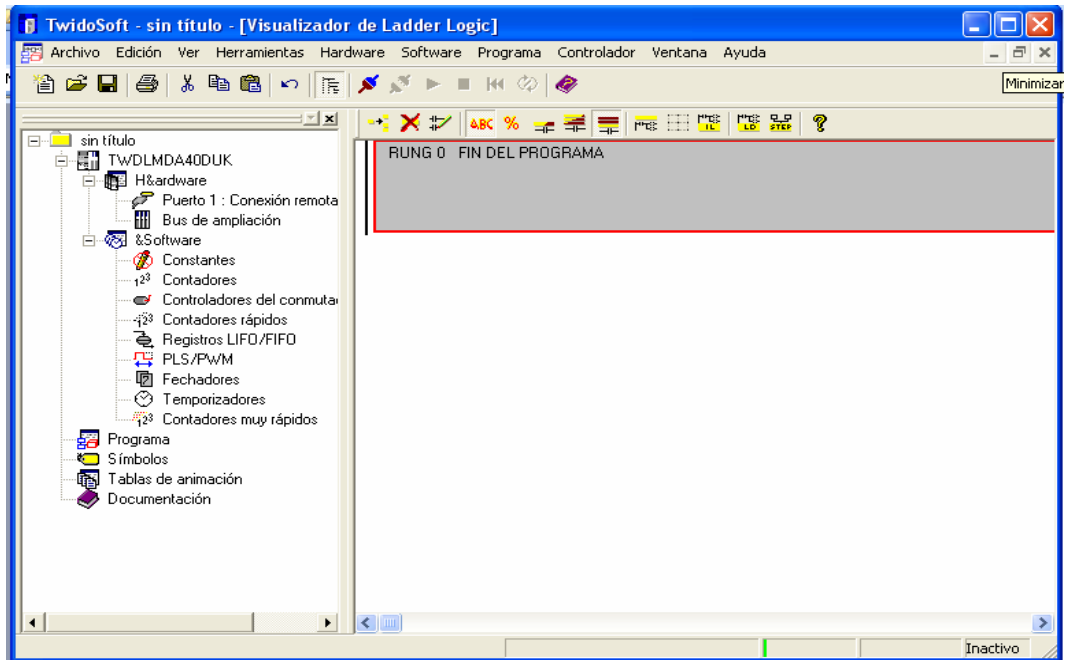


Figura 4.23

Establecemos el tipo de comunicación en este caso MODBUS

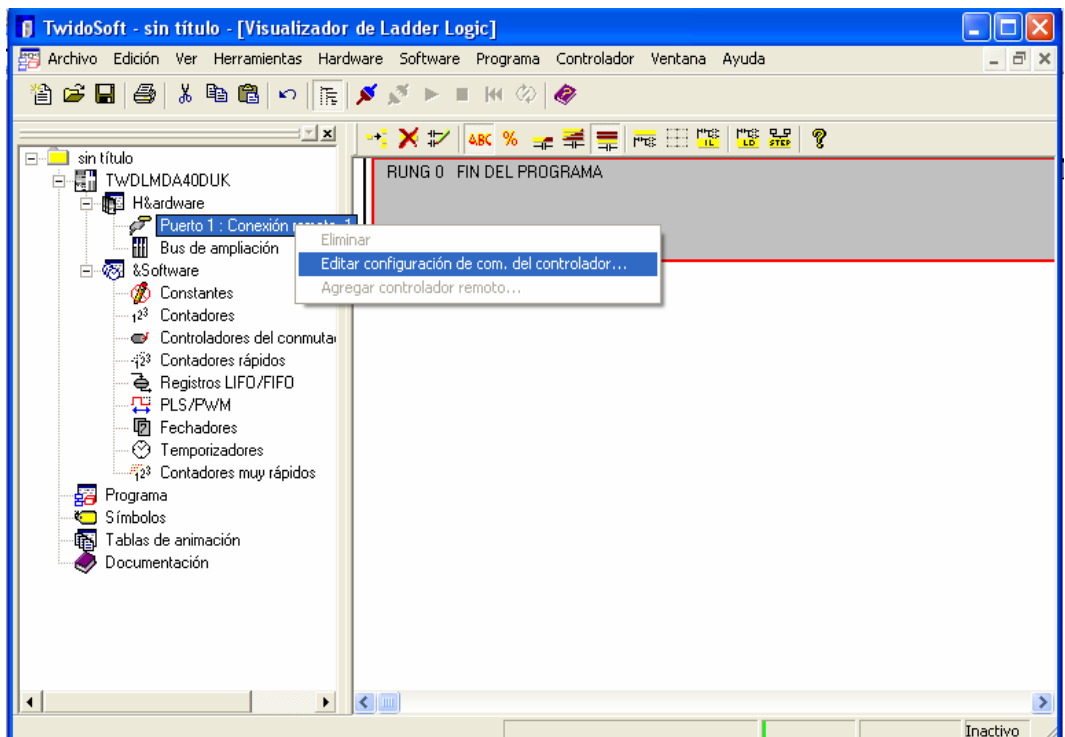


Figura 4.24

Escoger el protocolo

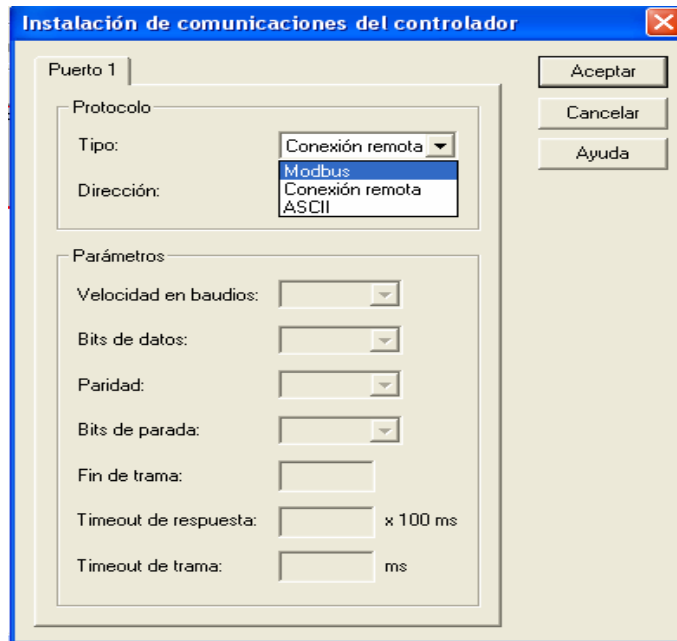


Figura 4.25

Por defecto tendremos los siguientes valores que son con los que trabajara el protocolo

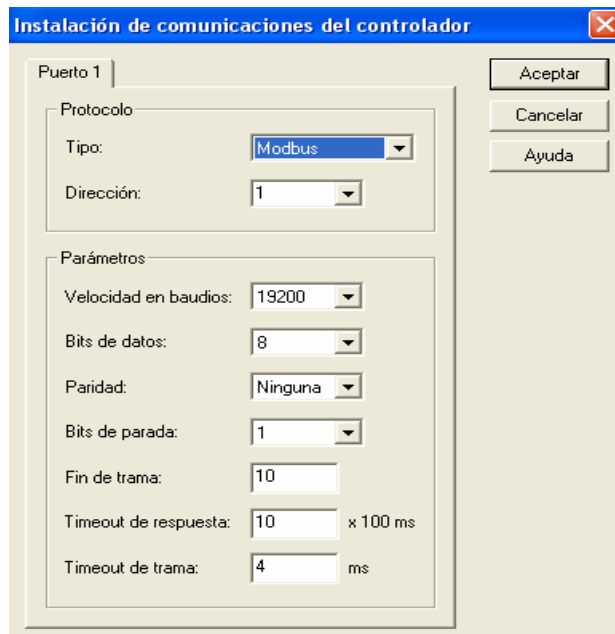


Figura 4.26

Para poder ingresar los bloque necesarios para la programación escoger la barra

de herramientas  (Figura 4.27)

Presentándonos el siguiente ambiente

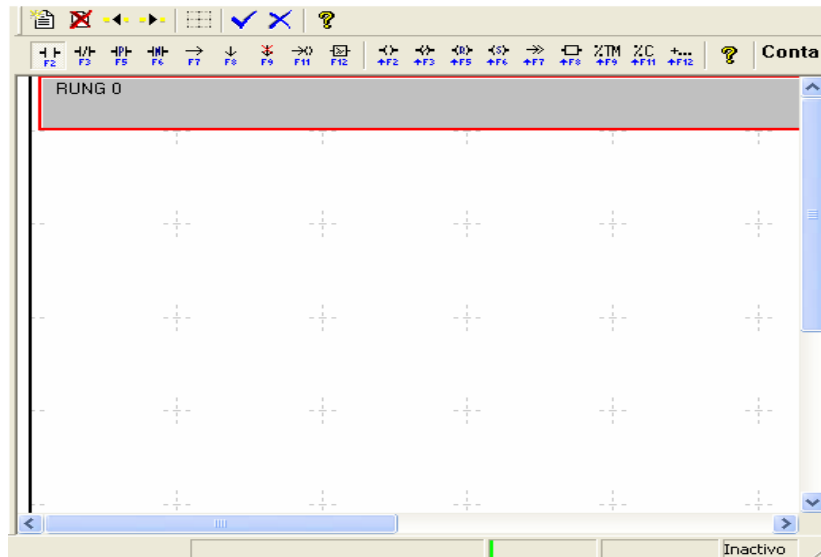


Figura 4.27

En el que disponemos de todas las herramientas necesarias y suficientes para la elaboración del presente proyecto insertaremos un cuadro como ejemplo en el que %M16 (%M etiqueta para marcas) es simplemente una marca de un contacto para una bobina, un bloque de operación donde se puede realizar operaciones entre registros y/o números en el caso el registro $\%MW100 := \%MW101 + 1$ (%MW etiqueta para designar registros), en la fila número 2 el bloque es de comparación compara si el $\%MW100 \geq 3$ energizará la bobina M%30

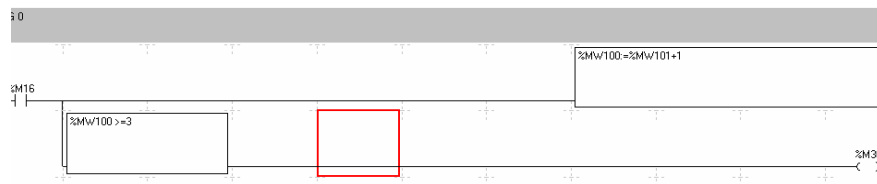


Figura 4.28

4.5.3. INTERFAZ GRÁFICA

Para el desarrollo de la interfaz gráfica se utiliza la plataforma LabVIEW7 Express. La figura 4.5 muestra la interfaz gráfica con la cual se realiza monitoreo y control de parámetros a ser configurados mediante la PC.

Esta interfaz permite la comunicación entre el usuario y el sistema, la misma que es de fácil entendimiento y amigable para el operador.

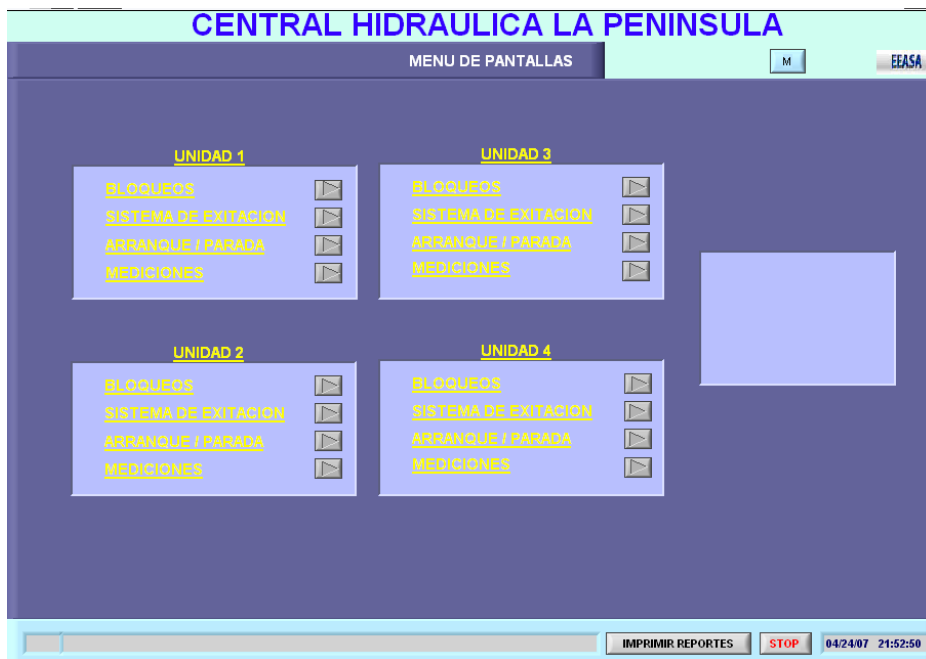


Figura 4.29 Interfaz gráfica para monitoreo y control. (Menú General)

Esta pantalla permite acceso rápido a cualquier pantalla de las unidades generadoras a través de botones de acceso directo. El acceso a esta pantalla se puede realizar a partir de cualquier pantalla de proceso, haciendo clic en el botón **M** para acceder al Menú. Este botón se muestra en la barra de título.

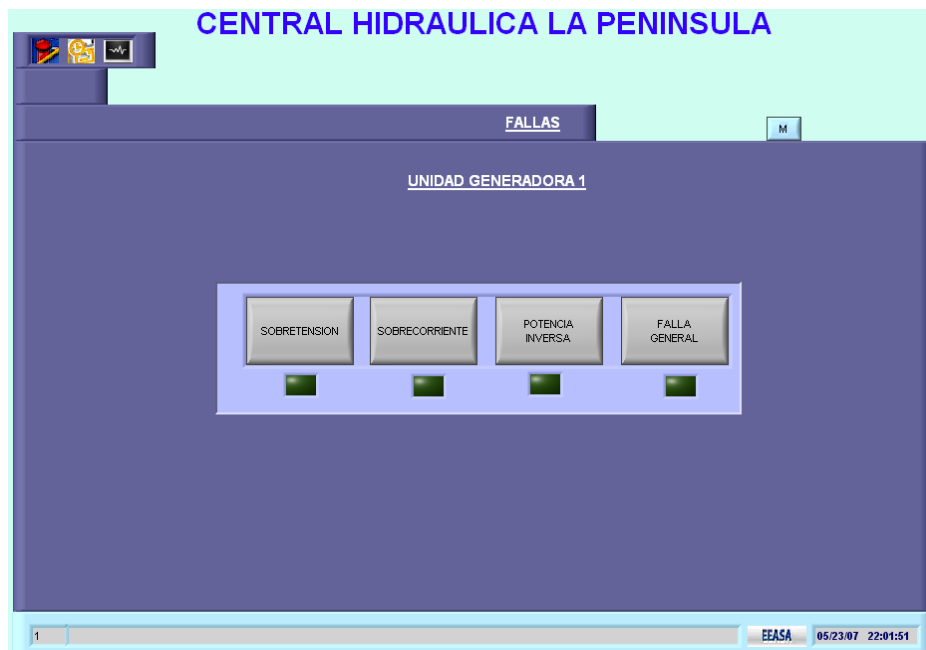


Figura 4.30

En esta interfaz gráfica se visualiza el estado de los relés de bloqueo.

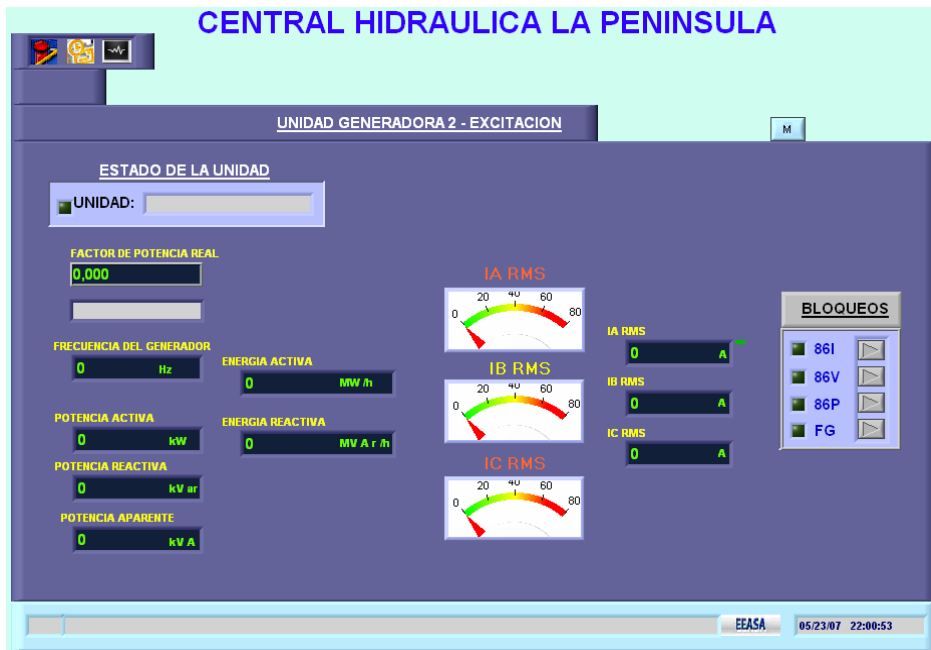


Figura 4.31

La figura 4.31 indica la interfaz para el monitoreo de los parámetros de corriente, energía y potencia. Al presionar el botón **M** la interfaz gráfica es cerrada.

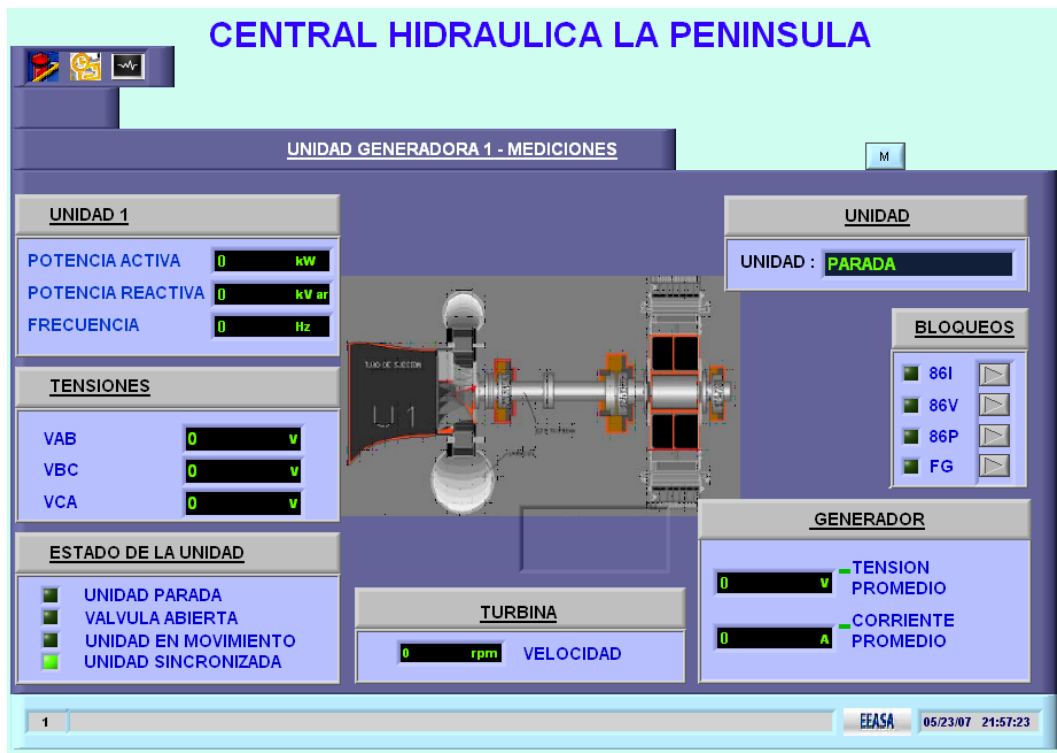


Figura 4.32 Unidad Generadora- Mediciones

Unidad Generadora- Mediciones

En esta interfaz gráfica se visualiza las variables de control: Potencias, Frecuencia, Voltajes, Estado de la Unidad y posibles bloqueos. Esta pantalla contiene la información general de la Unidad Generadora, como datos de la máquina, informaciones sobre los relés de bloqueo, datos del conjunto turbina/generador y accesos directos a otras pantallas.

1. Informaciones sobre el estado de la Unidad.
2. Botones de navegación para otras pantallas.
3. Botones de navegación, secuencialmente: Acceso la pantalla Menú, Botón de Lista de Alarmas, Botón de Navegación (Anterior, Nivel Arriba, Próxima).

Estas pantallas se repiten para cada unidad generadora. Los valores aparecen en la interfaz gráfica, siempre y cuando haya conexión entre el (HMI) y la máquina. Caso contrario aparece en cero.

En el ANEXO G se muestra el diagrama jerárquico de la programación en LabVIEW7 Express.

4.5.4. OPCServer 5.1

Este es el entorno de Industrial Automation OPCServer 5.1 de National Instrument que nos permitirá programar la comunicación del los equipos.



Figura 4.33

4.5.4.1. Configuración de LPD

Nos permite seleccionar el equipo con el cual nos vamos a comunicar.

- Desde Lookout Protocol Drivers
- Escoger el protocolo correcto
- Configurar con los mismos parámetros del PLC
- Cerrar LPD antes de levantar el OPC Server

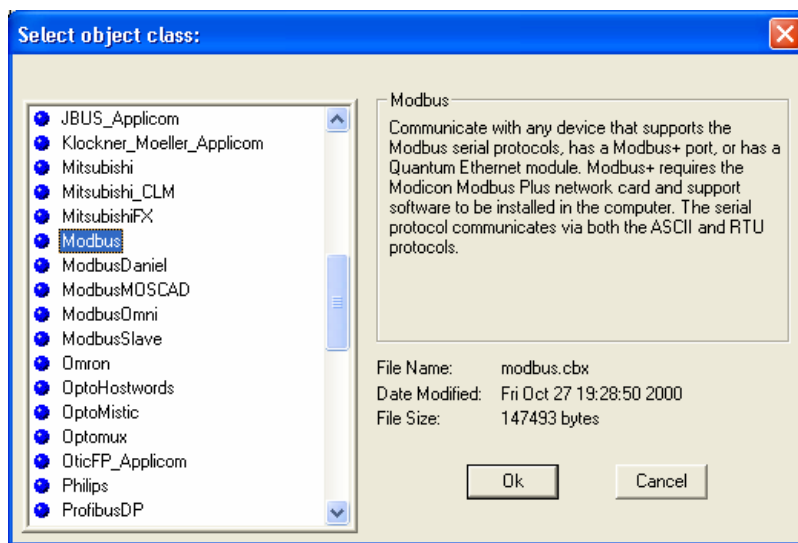


Figura 4.34

4.5.4.2. Configuración del Puerto Serial

- Desde LPD
- Options>Serial Ports
- Cableado (hardwired)
- Teléfono (Dial Up). Número de teléfono en el driver
- Radio: Se usa handshaking RTS/CTS

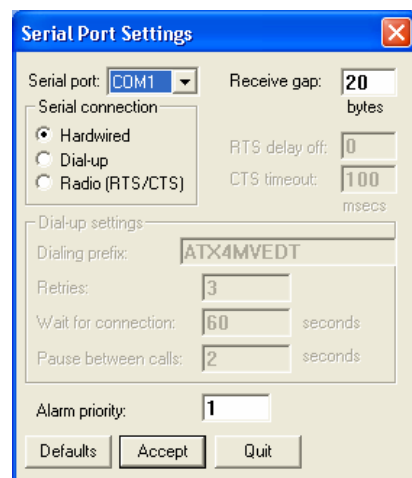


Figura 4.35

4.5.4.3. Parámetros de un Modbus

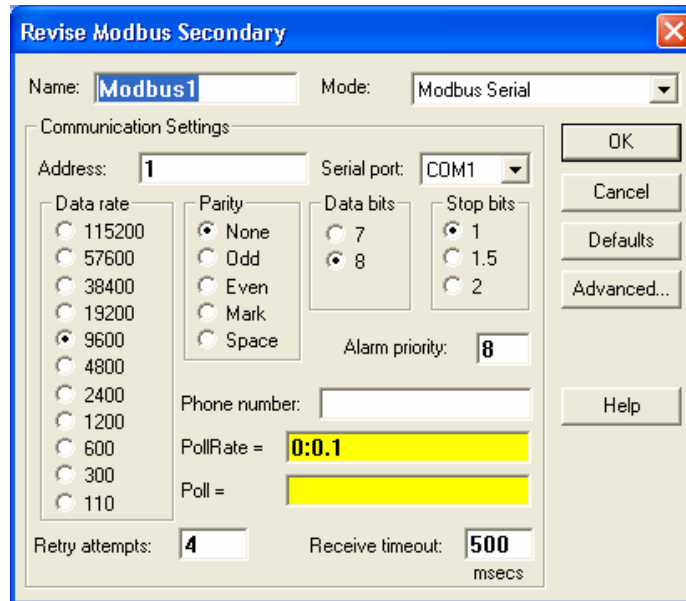


Figura 4.36

Guardar Archivo LPD

- Guarda la configuración del sistema de drivers
- Se puede seleccionar una predeterminada
- Guardar en una carpeta aparte, dentro de la raíz de la aplicación

Prueba del LPD OPC

- Desde Server Explorer
- Elegir OPCLookoutDrivers
- Los elementos son los estándar de un Modbus

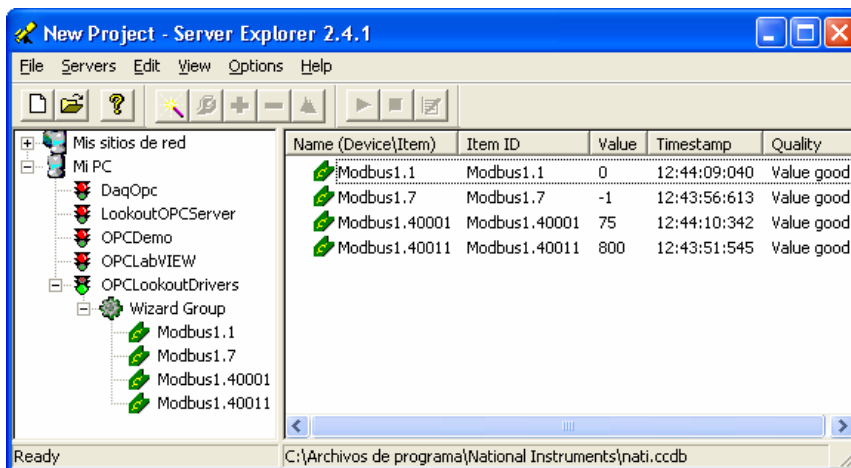


Figura 4.37

Luego procedemos a programar los registros a los cuales nos comunicaremos.

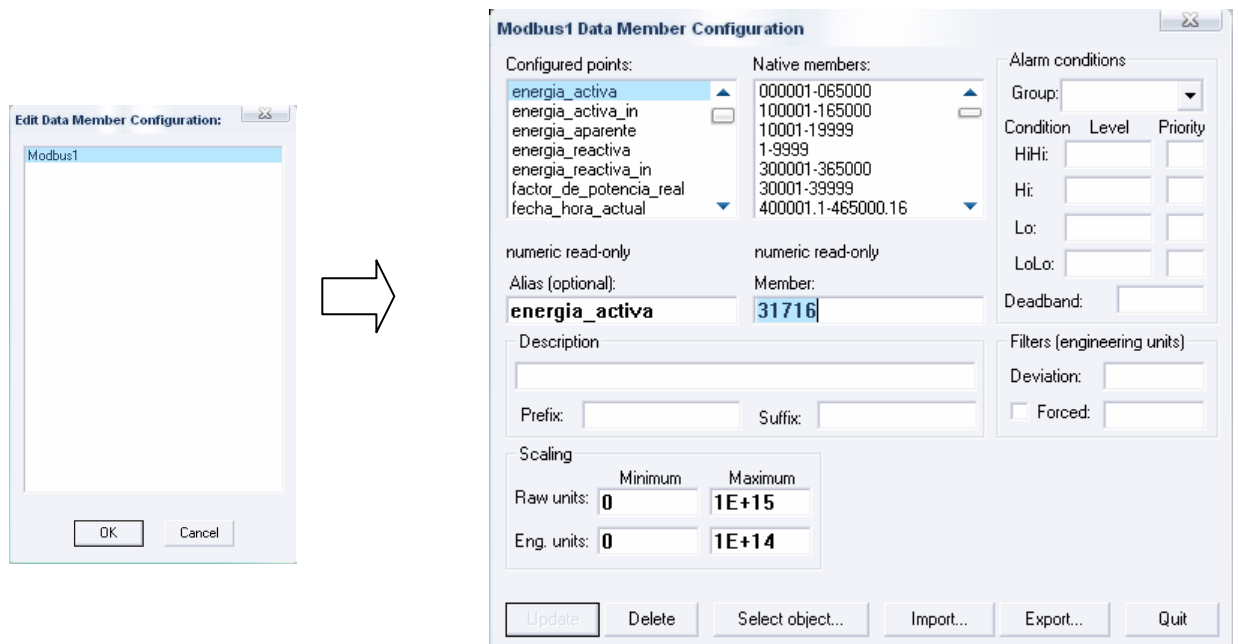


Figura 4.38

Cerramos la ventana y luego OPCServer.

4.5.4.4. Prueba de OPC

Desde SERVER EXPLORER

La pantalla inicial del Server Explorer es la siguiente:

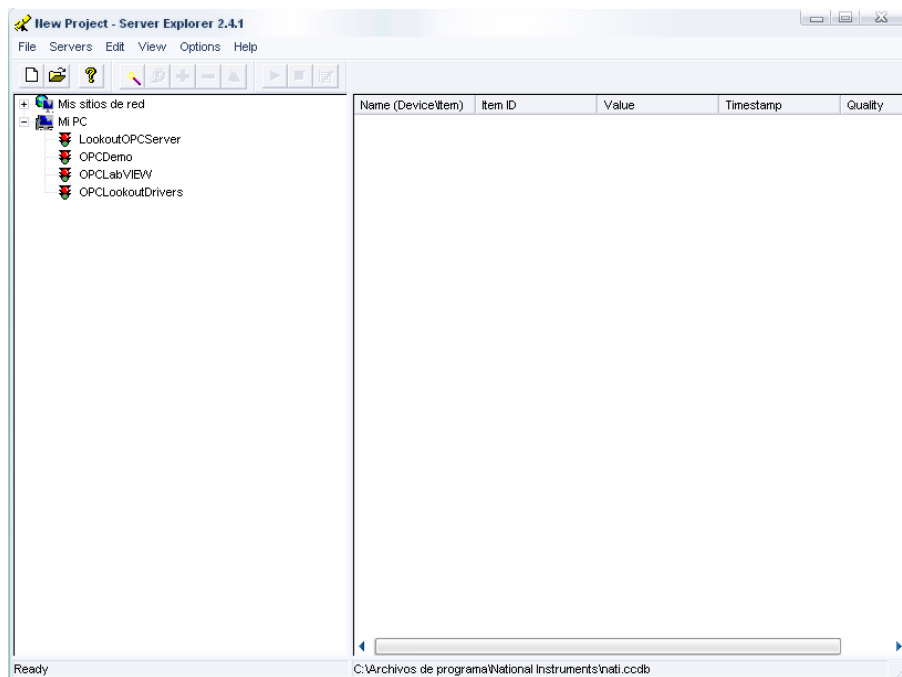


Figura 4.39

Aquí levantamos el OPCServer para que exista comunicación con LabVIEW7 Express donde podremos visualizar las variables programas para la comunicación

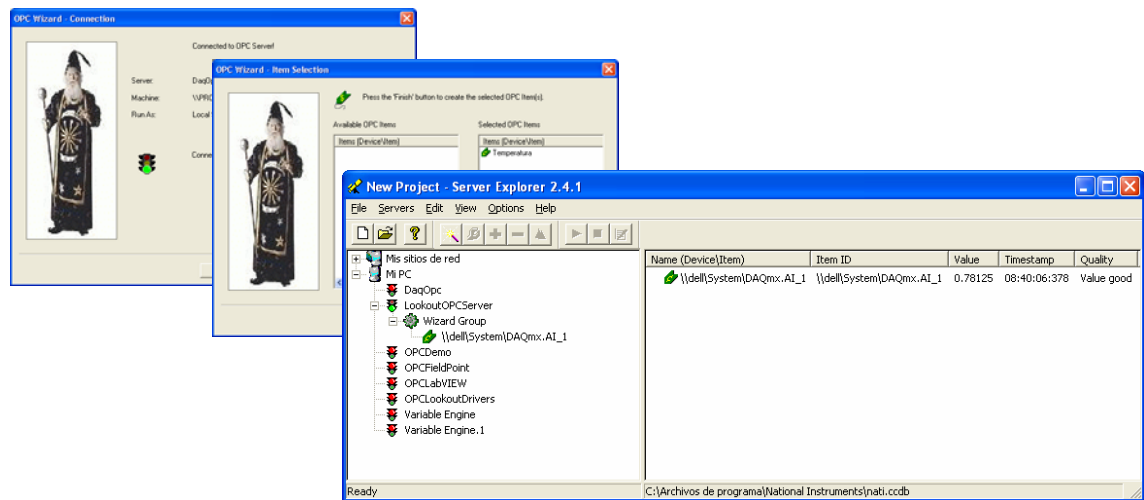


Figura 4.40

4.6. ALCANCE DE LA AUTOMATIZACION Y CONTROL DEL SISTEMA

El proyecto consiste en la implantación del sistema de control y automatización del sistema eléctrico. Dicho sistema debe poseer un SCADA que realice el control supervisorio y adquiera los datos del sistema. El Sistema contará con el apoyo de una consola que será compartida por adiestramiento y labores de actualización o de mantenimiento del sistema de supervisión.

La decisión de implantar un sistema automático de control es el resultado de una evaluación técnico-económica que consideró aspectos como:

- Confiabilidad, seguridad y flexibilidad de operación.
- Capacidad de expansión.
- Facilidad de mantenimiento.
- Posibilidad de integración/comunicación con los equipos existentes.
- Costos de implantación.
- Experiencia de instalaciones similares.

A. Características Generales

Entre las características generales del sistema automático de control para el sistema eléctrico se encuentran las siguientes:

- Certificación ISO de calidad del fabricante.
- Experiencia nacional y/o internacional en aplicaciones industriales similares.
- Facilidad de operación en idioma español.
- El sistema de control posee una arquitectura modular y distribuida. Esto significa que consta de subsistemas funcionales individuales que se encuentren distribuidos en un número óptimo de estaciones de trabajo y servidores. (ver Figura 4.41). La estructura modular permitirá una capacidad ilimitada de crecimiento vertical y horizontal. La distribución de los datos entre las estaciones de trabajo y los servidores permitirá el rápido e independiente acceso con la red.

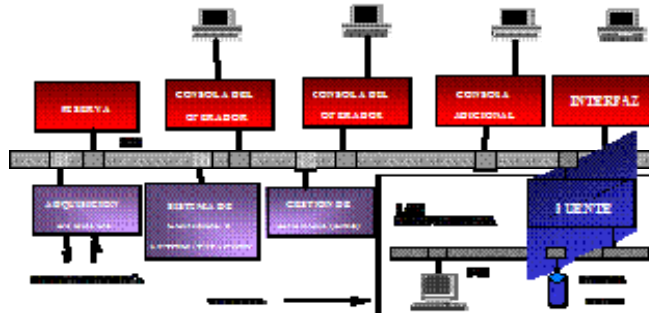


Figura 4.41 Configuración General de la Red de Control y Automatización.

- El sistema de control posee una arquitectura abierta. Por lo tanto, el sistema es de amplia funcionalidad y fácil actualización (upgrade) con el fin de poder adaptarse a los avances tecnológicos. El sistema operativo utilizado es el Windows XP para obtener independencia en la plataforma de hardware.
- Interfaces de comunicación abiertas. El sistema de comunicación contiene suficientes canales de voz, de data, y de telecontrol y telemando. Se integró unidades transductoras que comunican los equipos de protección y/o de medición hacia el PLC y/o la estación de trabajo PC.
- Entrenamiento práctico al personal de operación y mantenimiento.

- Equipos de prueba y simulación.
- Tiempo de puesta en servicio.

B. Funciones Críticas

Las funciones críticas del sistema de control y automatización, se enumeran a continuación:

- Control Supervisorio y Adquisición de Datos (telemedición).
- Falla del sistema (telemando), para la sincronización con el sistema externo.
- Procesamiento de datos.
- Sistema de generación de reportes (planificación e historia).
- Sistema de alarmas.
- Funciones de enlace Hombre-Máquina (MMI), incluyendo apoyo de consolas, terminales, impresoras y acceso, para el suministro de alarmas, presentación de pantallas, reportes e impresiones del sistema.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

5.1. Pruebas del sistema

El sistema fue sometido a varias pruebas experimentales presentando resultados exitosos. Las pruebas que se realizaron fueron tanto de la parte de Software como de Hardware.

Las pruebas experimentales del sistema en funcionamiento son las siguientes:

- Prueba funcional del Software
- Prueba funcional del Hardware
- Prueba en modo local

5.1.1. Prueba funcional del Software

Consiste en accionar controles y visualizar parámetros desde el computador. Para estas pruebas, el equipo de mediciones MiCOM P343 debe estar conectado al puerto serie COM1 del computador, además el software debe estar instalado en el computador.

Las pruebas realizadas fueron las siguientes:

- **Ejecución del programa**

Pulsando doble clic en el icono de acceso directo al programa LabVIEW 7 express, se verifica el ingreso al programa. La figura 5.1 indica el icono de acceso directo.



Figura 5.1 Icono de acceso directo al programa

- **Inicio de la Interfaz**

Cuando se ingresa al sistema, la interfaz principal mostrada en la figura 4.29 se inicia y está lista para controlar y monitorear variables, ya que está configurado de esta manera. En el caso de que se presione la tecla “STOP”, es necesario volver a ejecutar la interfaz desde el acceso directo, ya que este control cierra la interfaz.

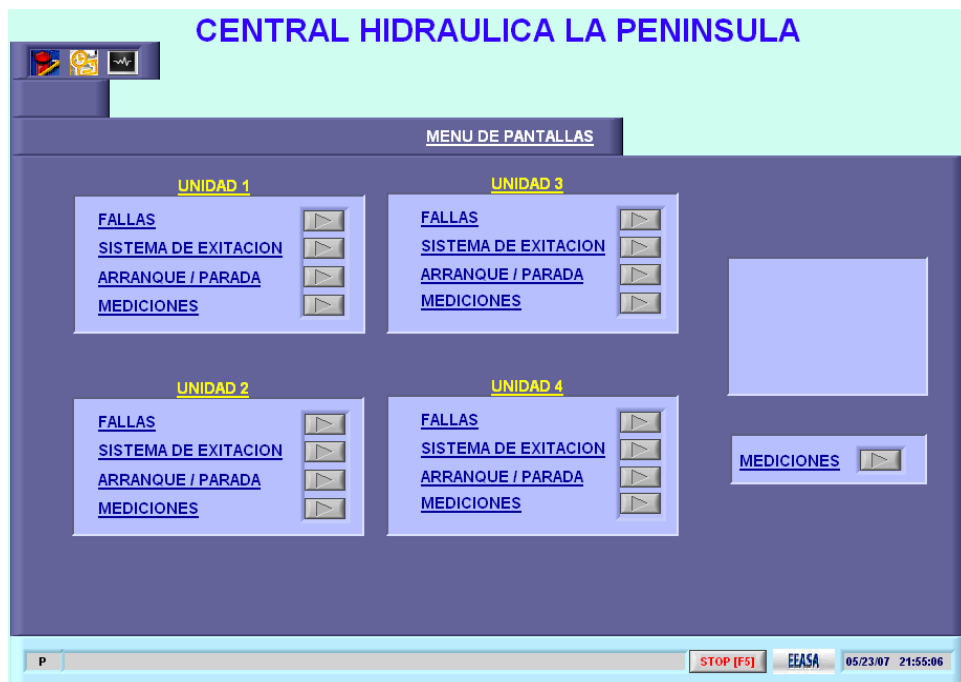


Figura 4.29 Interfaz Principal

Cuando se presiona alguno de los botones de acceso directo se puede comprobar que el sistema muestra una nueva ventana que permite al usuario visualizar los valores correspondientes a las variables de tensión, voltaje, potencia, frecuencia entre otros. La figura 4.32 muestra dicha ventana.

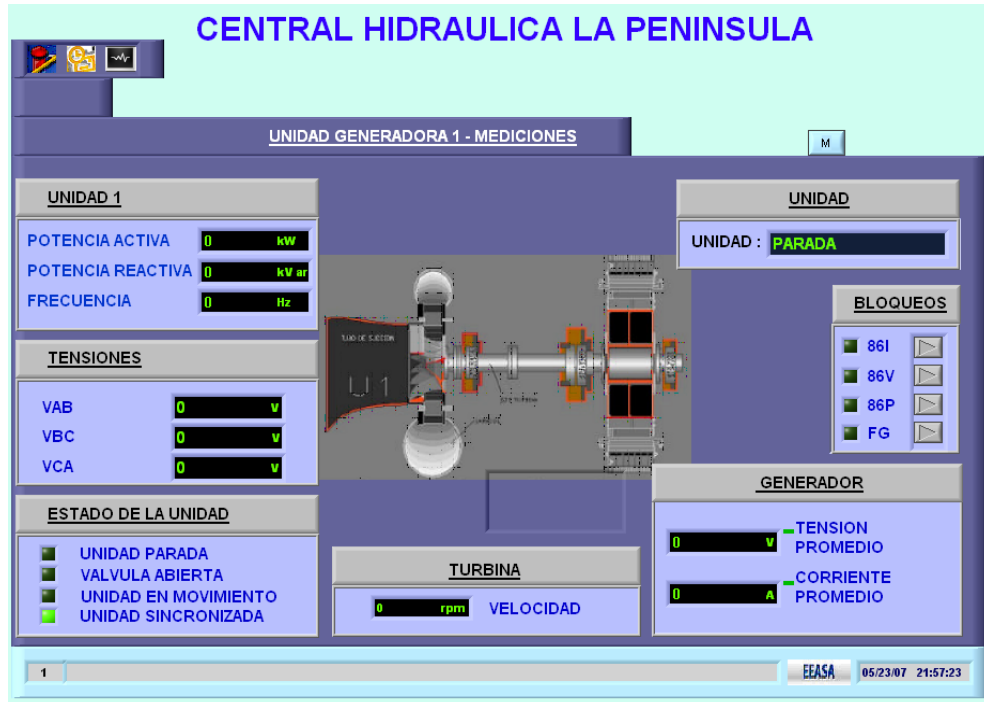


Figura 4.32 Unidad Generadora- Mediciones

Con el botón “STOP”, en la ventana principal se comprueba efectivamente la finalización de la interfaz, con esto se cierra la posibilidad de monitorear, pero el proceso de control que realizan los equipos no se altera.

- **Almacenamiento de datos**

En la dirección D:\EEASA\Peninsula\generación\2007\abril se puede acceder a la información almacenada en el archivo de Excel:

Ejm: GENERACION EEASA 200704/14

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. Conclusiones

- Se diseñó e implementó el sistema automático de control de un generador de la Central Hidráulica La Península utilizando tecnología que permite monitorear su funcionamiento.
- El sistema integra: un software de aplicación, un computador, equipos de medida y relés de protección, las cuales interactúan con el usuario y permitiéndole monitorear y controlar el proceso.
- El software fue diseñado utilizando como plataforma LabVIEW 7 Express, el cual brinda un ambiente de diseño que proporciona al usuario un máximo de productividad para aplicaciones de automatización.
- En una red de control distribuido, el protocolo Modbus puede ser usado para comunicarse con una serie de controladores o PLCs distribuidos alrededor de la central. Esto permite a una sola persona supervisar remotamente diversos procesos simultáneamente desde una posición única, como el monitoreo de variables (ejemplo la variable corriente del proceso).

- La implementación de este proyecto le ha permitido a la Central Hidráulica La Península alcanzar un nivel de operación similar a los Proyectos Hidroeléctricos modernos que cuenta el país en la actualidad.
- La implementación del hardware permite monitorear, parámetros ya sea desde la PC o desde el teclado del panel frontal de los mismos.
- El sistema fue diseñado aprovechando las bondades del puerto serial COM1 ya que ofrece opciones de comunicación de datos en tres hilos.
- El sistema implementado ha resuelto un problema real, como es el de optimizar el funcionamiento de la central; así como el tratamiento y la vigilancia de los datos.
- El sistema permite la visualización y control ya sea desde la PC o del panel frontal de los equipos. En el caso de la PC se visualiza los parámetros mediante una interfaz gráfica.
- Para el control de ciertas etapas del proceso no se lo realizara mediante la PC, pues se conservó los actuadores mecánicos.
- Si durante la ejecución de la interfaz principal mostrada en la figura 4.6 del capítulo anterior, se cierra el programa se perderá la comunicación con el equipo de medición al igual que con el relé de protección y no se obtendrán los datos.
- El sistema es un proyecto dedicado exclusivo para la Central Hidráulica La Península –Ambato
- El sistema opera en forma local y remota.

- El sistema permite guardar históricos ya que se vio la necesidad de almacenar la información recabada.

4.2 Recomendaciones

- Para garantizar una funcionalidad óptima del sistema, se debe utilizar correcta y cuidadosamente el hardware y software.
- Es necesario que antes de manipular el software, el operario lea el manual de operación del ANEXO F.
- La correcta utilización del manual de operación y mantenimiento garantiza la óptima operación del sistema.
- La conexión entre los equipos y la computadora puede hacerse en cualquier momento que se requiera.
- El cable para realizar el intercambio de datos conectado al puerto serial, es único y debe estar conectado adecuadamente.
- El proyecto utiliza sistema operativo Windows XP o superior.
- Evitar utilizar el computador para trabajar en funciones de multitarea para que el sistema funcione adecuadamente.
- Utilizar un servidor para acelerar el proceso y dedicarlo exclusivamente para la toma de datos.
- En el caso de algún desperfecto contactarse con personal técnico calificado o contactarse a la dirección de correo electrónico dmprac5@yahoo.com

BIBLIOGRAFÍA

- **CONTROL DE PROCESOS INDUSTRIALES POR COMPUTADOR**

José No Sánchez de León, José Ma. Angulo Usategui

1987, Madrid - España

Editorial Paraninfo S.A.

Págs.: 18, 21, 22, 56, 98

- **REDES DIGITALES INDUSTRIALES**

Dr. Luis Corrales, Págs.: 11-18, 54-59, 78-86

Enlaces Electrónicos:

- http://www.iec.uia.mx/proy/titulacion/proy03/Estacion_de_trabajo_con_PL_C_S7200.pdf
- <http://www.itdg.org.pe/archivos/energia/Revista%20Hidrored.pdf#search=%22%22telemetria%22%20variaciones%20de%20corriente%22>
- http://www.dnp.gov.co/archivos/documentos/PRAP_PPS_Normatividad/EstudioTecnicoEG.pdf#search=%22%22telemetria%22%20variaciones%20de%20corriente%20central%20hidroelectrica%22
- <http://www.cde.gov.do/presentaciones/EGEHID-Plan%20de%20Expansi%C3%B3n%202006->

2012.pdf#search=%22%22adquisicion%20de%20datos%22%20central%20hidroelectrica%22

- http://www.dinel.us.es/pdf/2003/tesis/tesis_2003_jgg.pdf#search=%22%22variaciones%20de%20corriente%22%20comunicacion%20pc%22
- http://www.dinel.us.es/pdf/2003/tesis/tesis_2003_jgg.pdf#search=%22%22variaciones%20de%20corriente%22%20comunicacion%20pc%22
- <http://www.gebravo.com/pdf/manuales/e11.pdf#search=%22%22variaciones%20de%20corriente%22%20comunicacion%20pc%22>
- http://www.ub.edu.ar/investigaciones/tesinas/161_minos.pdf#search=%22%22variaciones%20de%20corriente%22%20comunicacion%20pc%22
- <http://powerlogic.schneiderelectric.es/PowerLogic/docs/CM3000.pdf>
- <http://www.weidmuller.com.au/weidmueller/docs/products.asp?id=39279&domid=1031&sp=S&addlastid=&aktion=ab&m1=21947&m2=22088&m3=23884&m4=39277&m5=39279>
- http://www.lpi.tel.uva.es/~nacho/docencia/EMC/trabajos_01_02/blindajes_apantallamientos/EI%20blindaje%20de%20los%20cables%20apantallados.htm

ANEXO D

CATALOGO DE IMPLEMENTOS

PART NUMBER SELECTION TABLES

Feed Through Terminals

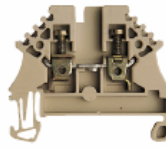
Derating Chart

(applicable when using pluggable jumpers)

WDU 2.5N	WDU 2.5 and WDU 4
1 jumper 300 V	1 jumper 600 V
2 jumpers 125 V	2 jumpers†† 400 V
	3 jumpers 125 V

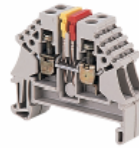
††with space between jumpers

WDU 2.5N
Only for WQV screw jumpers



Single Level

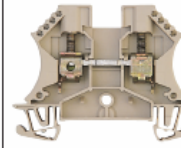
WDU 2.5N
Only for ZQV pluggable jumpers



Reference Derating Chart

Single Level

WDU 2.5
Accepts pluggable or screw jumpers



Reference Derating Chart

Single Level

Terminal Block Selection Data

Available Options	Version	Part No.	Part No.	Part No.
	Beige Wermid	1023700000	1040800000*	1020000000
	Blue Wermid	1023780000		1020080000
	Orange Wermid	1023760000		1020060000
	Red PA			1020040000
	Yellow Wermid			1020020000
	Green Wermid			1020090000
	Violet PA			1037700000
	Brown Wermid			1037710000
	Gray Wermid			1037720000
	White Wermid			1036800000
	Black PA			1020010000
	⊕ Beige Wermid (ATEX certified)††	1752140000		1752170000
	⊕ Blue Wermid (ATEX certified)††	1752150000		1752180000
Dimensions				
Width / Length / Height mm (in.)	for TS 35	5/44/37.5 (.20/1.73/1.48)	5/44/37.5 (.20/1.73/1.48)	5/60/47 (.20/2.36/1.85)
Insulation stripping length	mm (in.)	10 (.39)	10 (.39)	10 (.39)
Technical Data				
Rated voltage / rated current / wire size	UL	300 V / 25 A / #22...12 AWG	300 V / 25 A / #22...12 AWG	600 V / 25 A / #22...12 AWG
	CSA	300 V / 20 A / #26...12 AWG	300 V / 20 A / #26...12 AWG	600 V / 20 A / #26...12 AWG
	VDE	500 V / 24 A / 1.5 mm ²	500 V / 24 A / 1.5 mm ²	800 V / 24 A / 2.5 mm ²
Torque	Nm (lb. in.)	0.51 (4.5)	0.51 (4.5)	0.8 (7.1)
Clamping screw	M	2.5	2.5	2.5

Selected Accessory Data*

End Plate (WAP) / Partition (WTW, TW) (thickness mm)	Type	Part No.	Type	Part No.	Type	Part No.		
<p>WAP WTW</p> <p>When using WEW on rail, a partition or end plate is not required.</p>	Beige Wermid	1060000000	WAP (1.5)	1060000000	WAP (1.5)	1050000000		
	Blue Wermid	1060080000	WAP (1.5)	1060080000	WAP (1.5)	1050080000		
	Orange Wermid				WAP (1.5)	1050060000		
<p>WTW TW</p>	Beige Wermid				WTW (1.5)	1050100000		
	Blue Wermid				WTW (3)	1050180000		
	Beige PA							
<p>WEW 35/2†</p>	Beige Wermid	0191860000	TW (1.5)	0191860000				
		1061200000	WEW 35/2†	1061200000	WEW 35/2†	1061200000		
Jumpers Note: Final number in model indicates no. of poles (e.g. WQV 2.5/2 = 2 poles). For additional information, see Accessories section.	WQV	1053660000	ZQV 2.5N/2	1693800000	WQV 2.5/2	1053660000	ZQV 2.5N/2	1693800000
		1053760000	ZQV 2.5N/3	1693810000	WQV 2.5/3	1053760000	ZQV 2.5N/3	1693810000
		1053860000	ZQV 2.5N/4	1693820000	WQV 2.5/4	1053860000	ZQV 2.5N/4	1693820000
		1053960000	ZQV 2.5N/5	1693830000	WQV 2.5/5	1053960000	ZQV 2.5N/5	1693830000
		1054060000	ZQV 2.5N/6	1693840000	WQV 2.5/6	1054060000	ZQV 2.5N/6	1693840000
		1054160000	ZQV 2.5N/7	1693850000	WQV 2.5/7	1054160000	ZQV 2.5N/7	1693850000
		1054260000	ZQV 2.5N/8	1693860000	WQV 2.5/8	1054260000	ZQV 2.5N/8	1693860000
		1054360000	ZQV 2.5N/9	1693870000	WQV 2.5/9	1054360000	ZQV 2.5N/9	1693870000
		1054460000	ZQV 2.5N/10	1693880000	WQV 2.5/10	1054460000	ZQV 2.5N/10	1693880000
		1579060000	ZQV 2.5N/50	1693890000	WQB 24/16	1579060000	ZQV 2.5N/50	1693890000
				LS 2.8	1056400000			
		ZQV 2.5N jumpers are also available in Red, Blue, and Black. See page 191		ZQV 2.5N jumpers are also available in Red, Blue, and Black. See page 191				
Tools								
Cutting tool WAW 1 for WQV jumpers		WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000	
Screwdriver		SD	9008330000	SD	9008330000	SD	9008330000	
Test Plugs / Sockets								
For #18 AWG wire		PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	
For #12 AWG wire		StB 8.5 (ø 2.3)	0215700000	StB 8.5 (ø 2.3)	0215700000	StB 8.5 (ø 2.3)	0215700000	
<p>PS 2.3 Test plug StB 8.5 Socket</p>								
Marking Tags								
Print		DEK 5/5	0473460001	DEK 5/5	0473460001	DEK 5/5	0473460001	
Note: Part numbers shown are for a single card of pre-printed tags		DEK 5/5	0473560001	DEK 5/5	0473560001	DEK 5/5	0473560001	
Consecutive horizontal								
Consecutive vertical								
WS white, neutral								
see Accessories section.								
WS individually printed								

*See Accessories section for additional information.

††See Appendix pages 250-255 for additional information.

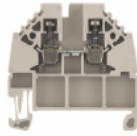
When WEW 35/2 is used, a WAP is not required.

**Shield bars snap into the lower part of the terminal block.

Shield wires can then be attached to pass the shield connection through the rail assembly.

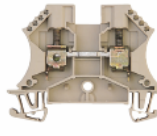
*Pluggable jumpers must be ordered separately.

WDU 2.5N
600 V UL



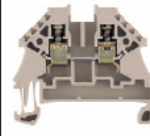
new

WDU 4
Now accepts pluggable or screw jumpers



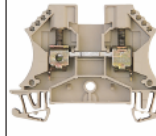
Reference Derating Chart

WDU 4N

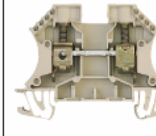


new

WDU 6



WDU 10



Single Level		Single Level		Single Level		Single Level		Single Level	
Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.	Part No.
1730940000	1020100000	1042600000	1020200000	1020300000					
	1020180000	1042680000	1020280000	1020380000					
	1036760000								
	1020140000								
	1020120000								
	1020160000								
	1037820000								
	1037810000								
	1037800000								
	1036700000								
	1020110000								
	1752210000				1752240000			1752260000	
	1752220000								
5/44/43.5 (20/1.73/1.71) 10 (.39)	6/60/47 (.24/2.36/1.85) 10 (.39)	6/44/38 (.24/1.73/1.50) 10 (.39)	8/60/47 (.31/2.36/1.85) 12 (.47)	10/60/47 (.39/2.36/1.85) 12 (.47)					
600 V / 25 A / #26...12 AWG	600 V / 35 A / #22...10 AWG	300 V / 10 A / #22...10 AWG*	600 V / 45 A / #20... 8 AWG	600 V / 65 A / #18... 8 AWG					
600 V / 20 A / #26...12 AWG	600 V / 35 A / #26...10 AWG	300 V / 10 A / #26...10 AWG*	600 V / 45 A / #20... 8 AWG	600 V / 65 A / #16... 8 AWG					
800 V / 24 A / 2.5 mm ²	800 V / 32 A / 4 mm ²	500 V / 32 A / 4 mm ²	800 V / 41 A / 6 mm ²	800 V / 57 A / 10 mm ²					
	1.0 (9.0)	1.0 (9.0)	1.6 (14.2)	2.3 (20.4)					
	3	3	3.5	4					

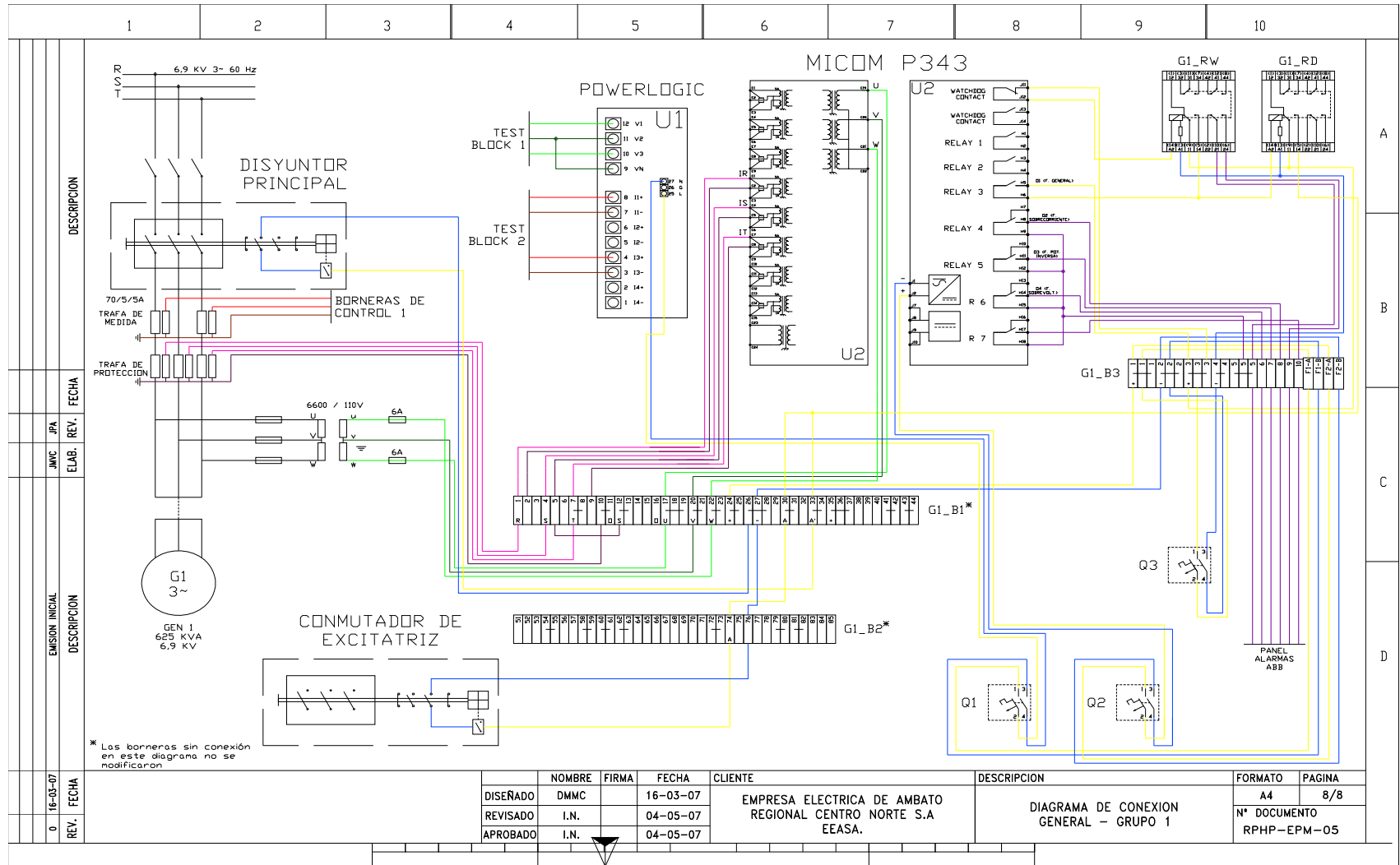
RAIL MOUNTED TERMINAL BLOCKS: W-SERIES

Type	Part No.	Type	Part No.	Type	Part No.	Type	Part No.	Type	Part No.
WAP (1.5)	1060000000	WAP (1.5)	1050000000	WAP (1.5)	1060000000	WAP (1.5)	1050000000	WAP (1.5)	1050000000
		WAP (1.5)	1050080000	WAP (1.5)	1060080000	WAP (1.5)	1050080000	WAP (1.5)	1050080000
		WAP (1.5)	1050060000	WAP (1.5)	1050060000	WAP (1.5)	1050060000	WAP (1.5)	1050060000
		WTW (3)	1050100000	WTW (3)	1050100000	WTW (3)	1050100000	WTW (3)	1050100000
		WTW (1.5)	1050180000	WTW (1.5)	0191860000	WTW (3)	1050180000	WTW (3)	1050180000
TW (1.5)	0191860000								
WEW 35/2†	1061200000	WEW 35/2†	1061200000	WEW 35/2†	1061200000	WEW 35/2†	1061200000	WEW 35/2†	1061200000
WQV 2.5/2	1053660000	WQV 4/2	1051960000	ZQV 4N/2	1758250000	ZQV 4N/2	1758250000	WQV 6/2	1052360000
WQV 2.5/3	1053760000	WQV 4/3	1054560000	ZQV 4N/3	1762630000	ZQV 4N/3	1762630000	WQV 6/3	1054760000
WQV 2.5/4	1053860000	WQV 4/4	1054660000	ZQV 4N/4	1762620000	ZQV 4N/4	1762620000	WQV 6/4	1054860000
		WQV 4/5	1057860000	ZQV 4N/10	1758260000	ZQV 4N/10	1758260000	WQV 6/5	1062660000
		WQV 4/6	1057160000	ZQV 4N/41	1758270000	ZQV 4N/41	1758270000	WQV 6/6	1062670000
		WQV 4/7	1057260000					WQV 6/7	1062680000
		WQV 4/8	1057960000						
		WQV 4/9	1058060000						
WQV 2.5/10	1054460000	WQV 4/10	1052060000					WQV 6/10	1052260000
WQB 24/16	1579060000								
		LS 2.8	1056400000					LS 2.8	1056400000
WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000	WAW 1	9004500000
		SD	9008330000	SD	9008330000	SD	9008340000	SD	9008350000
PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	WTA 1	1632290000	PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000	PS 2.3 (ø 2.3)	0180400000
SIB 8.5 (ø 2.3)	0215700000	SIB 8.5 (ø 2.3)	0280600000			PS 4 (ø 4)	0299600000	PS 4 (ø 4)	0299600000
						SIB 8.5 (ø 2.3)	0280600000	SIB 8.5 (ø 2.3)	0280600000
						SIB 14 (ø 4)	0169900000	SIB 14 (ø 4)	0169900000
		DEK 5/6	0468660001	DEK 5/6	0468660001	DEK 5/6.5	0468160001	DEK 5/6.5	0468160001
		DEK 5/6	0468760001	DEK 5/6	0468760001	DEK 5/6.5	0468260001	DEK 5/6.5	0468260001
WS 12/5	1609860000								
WS 12/5	1773380000								

†When WEW 35/2 is used, a WAP is not required.
*UL and CSA pending

ANEXO E

PLANOS DE CONEXIÓN



* Los borneros sin conexión en este diagrama no se modificaron

16-03-07	DESCRIPCION	NOMBRE FIRMA FECHA CLIENTE				DESCRIPCION	FORMATO	PAGINA	
0	REV. FECHA	DISEÑADO	DMMC		16-03-07	EMPRESA ELECTRICA DE AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A EEASA.	DIAGRAMA DE CONEXION GENERAL - GRUPO 1	A4	8/8
		REVISADO	I.N.		04-05-07		N° DOCUMENTO		
		APROBADO	I.N.		04-05-07		RPHP-EPM-05		

ANEXO G

DIAGRAMA JERARQUICO DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN LABVIEW 7 EXPRESS

