



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMATICA



DONACION



RECIBIDO

12,0 JUL 2000

**SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL ELECTRICO DEL GRUPO MOTOR-
GENERADOR DE EMERGENCIA DE LA UNIDAD 5 DE PLANTA CENTRO**

SOSA G. MARCO A.
TARAZONA P. JOSE G.

VALENCIA, MAYO 2000



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMATICA**



**SIMULACION DEL SISTEMA DE CONTROL ELECTRICO DEL GRUPO MOTOR-
GENERADOR DE EMERGENCIA DE LA UNIDAD 5 DE PLANTA CENTRO**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD DE
CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**SOSA G. MARCO A.
TARAZONA P. JOSE G.**

VALENCIA, MAYO 2000

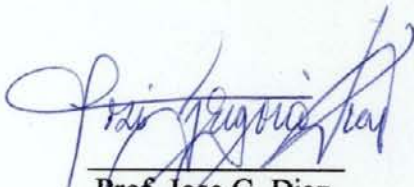


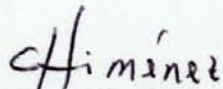
UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMATICA

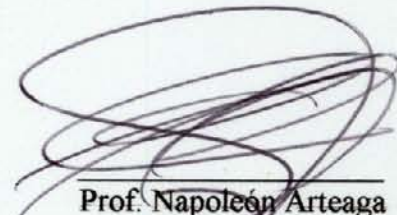


CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL ELECTRICO DEL GRUPO MOTOR GENERADOR DE EMERGENCIA DE LA UNIDAD 5 DE PLANTA CENTRO”**, realizado por los bachilleres SOSA G. MARCO A., cedula de identidad: 12.335.850, y TARAZONA P. JOSE G., cedula de identidad 11.750.869, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.


Prof. Jose G. Diaz
JURADO


Prof. Carlos Jiménez
TUTOR


Prof. Napoleón Arteaga
JURADO

VALENCIA, MAYO 2000

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso.

A mis Padres Cristina y Enrique por darme la vida, su amor, la mejor educación y sobre todo por mantener la fe en mí en los momentos más difíciles.

A mi hermano Sebastián por el afecto, la confianza y la motivación que siempre me ha dado.

MARCO

A dios todo poderoso por concederme la vida.

A mis padres Alexia y Tarazona, por darme todo el apoyo necesario para culminar mis estudios y sobre todo brindarme toda la confianza que de ellos he recibido.

A mi hermano José Gregorio, por ser además que mi único hermano, es un gran amigo incondicional.

A mi novia Madgilis de Sousa, por acompañarme moral y espiritualmente durante todos mis estudios de pre-grado.

A mi tía Gladys por ser como una madre para mí.

A toda mi familia por creer en mí persona.

A todos mis amigos y compañeros.

GRONNINGER TARAZONA

AGRADECIMIENTOS

A nuestros tutores académico e industrial Profesor Carlos Jiménez e Ingeniero Alex Molina por la confianza, orientación y motivación que nos brindaron en el periodo de elaboración de este trabajo.

A todo el personal docente y administrativo que labora en la Universidad de Carabobo que de alguna manera contribuyo con la elaboración de este trabajo y con nuestra formación como ingenieros.

A todo el personal que labora en Planta Centro, especialmente a los Licenciados Dennys López y Luis Chacón de la sección de adiestramiento, al personal del departamento de protecciones y mediciones, Ingeniero Jorge Silva, Técnicos José Quiñónez, Antonio Salazar, Edecio Romero, Ramón Flores, Emilio Figueredo, Cornelio German y Señora Norma.

A todos nuestros compañeros de clases y amigos, especialmente a José Papa, Juan Carlos Bolívar, Zigmunth Turowiecky, Edward Moncada, Carlos Acuña, Jonathan de los Santos, Martin Delgado.

A todas las personas que de alguna manera colaboraron con la elaboración de este trabajo y con nuestra formación como Ingenieros Electricistas.

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS	ix
INDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	xiii
CAPITULO I: EL PROBLEMA	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Justificación del proyecto	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Alcance	6
CAPITULO II: MARCO REFERENCIAL	7
2.1 Antecedentes del problema	7
2.2 Bases teóricas	11
2.2.1 Generador eléctrico accionado por motor diesel	11
2.2.1.1 Motor diesel	13
2.2.1.2 Generador sincrónico	17
2.2.1.3 Sistema de interconexión y transferencia de carga	20
2.2.1.3.1 Componentes de los sistemas interconectados	21
2.2.1.3.2 Ventajas y desventajas de la interconexión	23
2.2.2 Controlador lógico programable (PLC)	23
2.2.2.1 Antecedentes históricos	24

2.2.2.2 Estructura interna	26
2.2.2.3 Ciclo básico de trabajo	28
2.2.2.4 Estructura externa de un PLC	29
2.2.2.5 Características de los PLC	30
2.2.2.6 Ventajas e inconvenientes de los PLC	31
2.2.3 Protección de generadores	32
2.2.3.1 Protección de fallas entre fases	34
2.2.3.2 Protección de fallas a tierra	37
2.2.3.3 Protección de fallas a tierras en el campo	41
2.2.3.4 Protección de fallas no balanceadas	42
2.2.3.5 Protección contra sobrecargas	43
2.2.3.6 Protección contra sobrevelocidad	44
2.2.3.7 Protección contra voltajes y frecuencias anormales	45
2.2.3.7.1 Protección contra sobrevoltaje	45
2.2.3.7.2 Protección contra bajo voltaje	45
2.2.3.7.3 Protección contra sobrefrecuencia	46
2.2.3.7.4 Protección contra baja frecuencia	46
2.2.3.8 Protección contra pérdidas de excitación	47
2.2.3.9 Protección contra potencia inversa	48
2.2.4 Esquemas de protección de generadores	50
2.3 Definición de términos	53
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO	55
3.1 Tipo de investigación	55
3.1.1 Procedimientos a seguir para el desarrollo del proyecto	56
3.1.2 Técnica de recolección de datos	58
3.1.3 Técnica de análisis de datos	59

3.2 Descripción general del sistema	59
3.2.1 Sistema de servicios auxiliares de la unidad 5	59
3.2.2 Esquema de distribución	62
3.2.2.1 Nivel de 24 KV AC	64
3.2.2.2 Nivel de 6.6 KV AC	64
3.2.2.3 Nivel de 440 V AC	65
3.2.2.4 Nivel de 208/120 V AC	67
3.2.2.5 Nivel de 220 V DC	69
3.2.2.6 Nivel de +24 y – 24 V DC	70
3.3 Descripción del funcionamiento del diesel de emergencia	
y transferencia de interruptores	71
3.3.1 Arranque del motor diesel	71
3.3.1.1 Arranque automático	71
3.3.1.2 Arranque manual	75
3.3.2 Sincronización	78
3.3.3 Cierre del interruptor 5EU01	78
3.3.3.1 Cierre del interruptor 5EU01 de forma manual (Local – Remoto)	79
3.3.3.2 Cierre del interruptor 5EU01 en modo test (Local – Remoto)	80
3.3.3.3 Cierre del interruptor 5EU01 en automático	80
3.3.4 Parada del motor diesel	81
3.3.4.1 Parada automático	81
3.3.4.2 Parada manual	83
3.3.5 Disparo y apertura del interruptor 5EU01	83
3.3.6 Interconexión	84
3.4 Equipos y recursos utilizados en el desarrollo del proyecto	85
3.4.1 Controlador lógico programable (Allen–Bradley) Micrologix 1000	85
3.4.2 Relé para protección de generadores GENERAL ELECTRIC SR489	
Multilin	92
3.4.3 Factory Suite 2000	96

3.4.3.1 Intouch 7.0	98
CAPITULO IV: RESULTADOS	102
4.1 Programación del controlador lógico programable	102
4.2 Programación de las protecciones en el SR489	105
4.3 Diseño de la interfaz hombre-maquina	109
4.3.1 Conexión entre los dispositivos externos y la interfaz	110
4.3.2 Protocolos de comunicaciones empleados en la aplicación	110
4.3.3 Descripción de las variables de la aplicación	112
4.3.4 Descripción de las ventanas de la aplicación	115
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
BIBLIOGRAFÍA	125
APENDICES	126
ANEXOS	132

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Generador eléctrico accionado por motor diesel	13
Figura 2.2 Motor diesel	15
Figura 2.3 Generadores sincrónicos	18
Figura 2.4 Interruptor de transferencia de carga	21
Figura 2.5 Vista típica de algunos PLC	24
Figura 2.6 Estructura Interna de un PLC	26
Figura 2.7 Ciclo de trabajo de un PLC	29
Figura 2.8. Estructura externa de un PLC	30
Figura 2.9 Protección diferencial con relé de sobrecorriente	34
Figura 2.10 Relé de porcentaje diferencial	36
Figura 2.11 Relé separado sobre la línea de neutro aterrado	38
Figura 2.12 Detector de falla a tierra en delta abierta	39
Figura 2.13 Relé de tierra de conexión residual	40
Figura 2.14 Transformador de corriente toroidal	41
Figura 2.15 Curva de sobrecorriente inversa	43
Figura 2.16 Diagrama de KW-KVAR para maquinas AC bajo varias condiciones de operación	49
Figura 2.17 Esquema básico de protecciones de un generador	51
Figura 3.1 Diagrama general del sistema de los servicios auxiliares, Unidad 5	60
Figura 3.2 Diagrama esquemático del nivel 6.6 KV AC	65
Figura 3.3 Diagrama esquemático del nivel 440 V AC	66
Figura 3.4 Diagrama esquemático del nivel 208/120 V AC	68
Figura 3.5 Diagrama esquemático del nivel 220 V DC	69
Figura 3.6 Diagrama esquemático del nivel +/- 24 V DC	70
Figura 3.7 Circuito de cierre del interruptor 5EU01	72

Figura 3.8 Circuito de disparo del interruptor 5EU02	73
Figura 3.9 Diagrama Unifilar del sistema	75
Figura 3.10 Diagrama de condición de arranque en automático	76
Figura 3.11 Diagrama de condición de arranque en manual – local	77
Figura 3.12 Esquema de las condiciones de cierre del interruptor 5EU01	82
Figura 3.13 Diagrama de funciones de todo el sistema	86
Figura 3.14 Vista del controlador Micrologix 1000 de Allen – Bradley	87
Figura 3.15 Dimensiones del Micrologix 1000	88
Figura 3.16 Estructura interna del Micrologix 1000	89
Figura 3.17 Programador (Ladder Logistic Versión 8.17)	90
Figura 3.18 Relé GENERAL ELECTRIC SR489 MULTILIN	92
Figura 3.19 Elementos de protección configurables en el SR489	93
Figura 3.20.a Dimensiones del SR489	94
Figura 3.20.b Extracción del SR489 de su caja de conexiones	94
Figura 3.21 Vista del programa 489PC	96
Figura 3.22 Esquema que representa la estructura del Factory Suite 2000	97
Figura 3.23 Vista del InTouch Application Manager	100
Figura 3.24 Vista del Window Maker	100
Figura 3.25 Vista del Window Viewer	101
Figura 4.1 Conexión requerida entre los equipos involucrados	111
Figura 4.2 Ventana de inicio	116
Figura 4.3 Ventana de la unidad 5	116
Figura 4.4 Ventana de la barra CL – CM	117
Figura 4.5 Ventana de la barra EU	118
Figura 4.6 Ventana de la Sala diesel	119
Figura 4.7 Ventana del Relé	120
Figura 4.8 Ventana del PLC	120
Figura 4.9 Ventana del Motor diesel	121
Figura 4.10 Ventana del Diagrama unifilar	121

Figura 4.11 Ventana del Sincronizador

122

Figura 4.12 Ventana de la Barra de botones

122

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Denominación de los dispositivos de protección	52
Tabla 3.1 Leyenda del diagrama general de los servicios auxiliares	61
Tabla 3.2 Características del Grupo Motor Generador de emergencia de la unidad 5	67
Tabla 4.1 Lista de direccionamiento en el PLC	103
Tabla 4.2 Lista de direccionamiento de las variables internas	104
Tabla 4.3 Lista de direccionamiento de los temporizados	104
Tabla 4.4 Elemento de protección de mínima tensión	106
Tabla 4.5 Elemento de protección contra potencia inversa	106
Tabla 4.6 Elemento de protección de falla a tierra	107
Tabla 4.7 Elemento de sobrecorriente con voltaje restringido	107
Tabla 4.8 Elemento de protección contra sobrevoltaje	107
Tabla 4.9 Elemento de protección contra baja frecuencia	108
Tabla 4.10 Elemento de protección contra sobre frecuencia	108
Tabla 4.11 Elemento de protección contra sobrevelocidad	108
Tabla 4.12 Elemento de protección diferencial	109
Tabla 4.13 Lista de variables utilizadas en la interfaz hombre-maquina	112

INTRODUCCION

Los procesos que se llevan acabo en las plantas industriales requieren de un suministro de energía eléctrica con alto grado de confiabilidad, y el menor número de interrupciones posibles, debido a que estas afectan el rendimiento y la calidad del producto final. Por esta razón, las plantas industriales cuentan con sistemas de alimentación de emergencia, cuya función es la de alimentar a las cargas en caso de pérdidas de energía en el sistema de alimentación principal.

En el presente trabajo se desarrolla un esquema de control para el sistema de alimentación de emergencia de la unidad 5 de generación de la planta termoeléctrica Planta Centro. Este esquema garantiza el correcto funcionamiento del sistema de alimentación de emergencia ante fallas de alimentación principal y fallas del propio sistema.

Este trabajo se desarrolla en cinco capítulos, en el primer capítulo se establece el planteamiento del problema, la justificación del nuevo esquema de control y se definen los objetivos que pretenden alcanzarse con el desarrollo del mismo.

En el capítulo dos se encuentran los antecedentes, el basamento teórico relacionado con el proyecto. El capítulo tres contiene la metodología empleada, la descripción de los procesos asociados al sistema y los recursos empleados para llevar a cabo el mismo.

En el capítulo cuatro se muestran los resultados obtenidos y en el capítulo cinco las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

CADAFE es una empresa de energía eléctrica del estado venezolano, que suministra el servicio eléctrico a gran parte del territorio nacional. Para satisfacer la demanda de energía eléctrica del sector industrial, y de los requerimientos del desarrollo urbano y rural, la misma dispone de un sistema de generación, transmisión y distribución que abarca el oriente, centro, occidente y sur del país.

Planta Centro es la planta termoeléctrica de mayor capacidad de producción (2000 MW) que posee actualmente CADAFE, representando el 56% de su capacidad instalada, y está ubicada en el centro del país, en Punta Morón, distrito Juan José Mora, del estado Carabobo.

El proyecto Planta Centro, se inició en el año 1.976 y en agosto de 1.978 comienza a funcionar comercialmente la primera unidad de generación de 400 MW. En Marzo de 1.979

inicia su servicio la unidad 2, aumentando la capacidad instalada a 800 MW, finalizando de este modo la primera fase del proyecto, ambas unidades fueron construidas por los consorcios alemanes Borsig y Kraft Werk Unión (KWU).

En septiembre de 1.981 comienza el funcionamiento de la unidad 3, con igual capacidad a las anteriores; simultáneamente se construye la unidad 4, iniciando su operación comercial en marzo de 1.982. Para satisfacer la demanda energética proyectada que el país requería para ese momento, se inicia la construcción de una quinta unidad, la cual comenzó a funcionar en abril de 1.985, culminando de esta manera el proyecto en función de las necesidades del país. Las unidades 3, 4 y 5 fueron construidas por la empresa japonesa Hitachi y el consorcio Germano-Suizo Brown Boveri (BBC).

En el proceso de la generación de energía eléctrica de Planta Centro, existen equipos (cargas importantes ó preferenciales) que deben estar energizadas continuamente sin interrupción, y para lograr este suministro continuo de energía, dentro de las especificaciones de Planta Centro, se contempló la instalación de un sistema de alimentación de emergencia para cada una de las unidades, que garantice alimentación las cargas preferenciales en el momento de ocurrir una falla en el suministro eléctrico principal. Entre las cargas preferenciales se encuentran; el virador, bomba de levantamiento de eje, bomba de lubricación, bomba aceite de sello, detectores de llama, ascensor de caldera, cargadores de baterías, barra de 220 Vdc y barra de ± 24 Vdc, a través del transformador CT-05 y la barra para el servicio de iluminación.

En la unidad 5 se instaló un sistema de alimentación de emergencia conformado por un motor diesel de arranque rápido, acoplado a un generador eléctrico de 440 Vac, 60 Hz, con un

sistema de control compuesto por módulos de tarjetas basadas en electrónica analógica de tecnología inglesa.

Como el país requería una alta demanda de energía eléctrica para ese momento, la unidad 5 comenzó a funcionar sin su sistema eléctrico de emergencia. Cuando en esta unidad se realizó la parada por mantenimiento, se efectuaron las pruebas de funcionamiento al grupo motor-generador de emergencia, y no se logró la puesta en marcha, debido a que una de las tarjetas que conforman el sistema de control, presentó fallas de operación en el proceso de sincronización y excitación del generador de emergencia.

Como el grupo motor-generador de emergencia de la unidad 5 nunca funcionó, la gerencia de Planta Centro decidió interconectar el sistema eléctrico de las unidades 4 ó 3 con la barra de emergencia de la unidad 5, lo que garantizaba alimentación continua a las cargas preferenciales de esta unidad.

Con esta condición actual de funcionamiento, se disminuye la confiabilidad al sistema eléctrico de las unidades 4 ó 3 en caso de presentarse una situación de falla general, debido a que las mismas tienen exceso de cargas respecto a sus valores nominales de funcionamiento. Además se corren riesgos de que se produzcan paradas indeseables en la planta, que traerían como consecuencia pérdidas de tiempo, dinero y deficiencias en el proceso de generación y transmisión de energía eléctrica al sector industrial del país.

Las razones descritas anteriormente, han impulsado la realización de estudios referentes a la posible optimización del sistema de control eléctrico, mediante sistemas automáticos modernos, arrojando resultados factibles que justifican la implementación de un sistema de control eléctrico para el grupo motor-generador, utilizando un autómata programable que

garantice el óptimo funcionamiento del sistema de emergencia en cualquier condición de falla del alimentador principal.

1.2 JUSTIFICACION DEL PROYECTO

Normativas internacionales establecen que en las instalaciones de toda planta generadora de electricidad, ya sea termoeléctrica como hidroeléctrica, sistemas industriales, hospitales y aeropuertos, entre otras, deben contar con un sistema de alimentación de emergencia, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico a todos aquellos equipos que se consideren esenciales en las instalaciones, en caso de fallo de tensión del sistema eléctrico principal.

En este proyecto se plantea aplicar la implementación del sistema de control del grupo motor-generator de emergencia, mediante un autómata programable (PLC), módulo de protección del generador y panel de operador, para incrementar la eficiencia de los equipos que están asociados a su sistema; entre otros se pueden mencionar: arranque automático del grupo motor-generator, sistema de transferencia de interruptores, protecciones, dispositivos de alarmas y otros.

Además, el nuevo sistema de control automático permitirá ejecutar la simulación del mismo, con la finalidad de experimentar condiciones de falla para el adiestramiento del personal técnico que opera en la unidad.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Simular el Sistema de Control Eléctrico del Motor-Generador de emergencia de la unidad # 5 de Planta Centro, utilizando un programa de computadora.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar el funcionamiento del sistema eléctrico de la planta de emergencia.
- Determinar las variables de entrada y salida del sistema.
- Seleccionar los dispositivos sensores a utilizar.
- Determinar el autómata programable (PLC).
- Simular el sistema mediante el uso de un software determinado.

1.4 ALCANCE

Con la realización de este proyecto se pretende simular el sistema de control eléctrico del Motor-Generador de emergencia de la unidad 5 de Planta Centro.

CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL

2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

Los acelerados avances tecnológicos ofrecen cada día numerosas oportunidades de implantar mejores sistemas de control eléctrico, que aumenta la eficiencia de un determinado proceso, los que se traduce en mejoras de productividad, ahorro económico, disminución del régimen de parada por concepto de mantenimiento y aumento de la confiabilidad de cualquier tipo de sistema a controlar.

Estas características de configuración son las que dan origen a mejores Sistemas de Control, como son el uso de los Controladores Lógicos Programables. Estos controladores o PLC son la pieza más importante que en su mayoría poseen los actuales Sistemas de Control Eléctrico.

Por las razones anteriormente expuestas, es que, Molina Alex en su trabajo de grado “Aplicación y Optimización del Sistema de Control Eléctrico del Motor-Generador de Emergencia en la Unidad 5 de Planta Centro” concluyó:

- Con la instalación del Controlador de Lógica Programable (PLC) y el Relé Numérico de Protecciones, entre otros equipos asociados con este proyecto, se incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico debido a que se estará garantizando el óptimo funcionamiento del Grupo Motor-Generador de emergencia de la unidad.
- Con la implementación de este proyecto se hará posible la activación del Grupo Motor-Generador que se encuentra inoperante desde su instalación en el año 1985 debido a inconvenientes presentados en el Sistema de Control, originando que el suministro de energía eléctrica de los servicios auxiliares de la unidad, estén siendo alimentados por otras vías alternas, esta condición no garantiza una confiabilidad para el sistema eléctrico. Esto trae como consecuencia deterioro de equipos, atraso de arranque de la unidad, producto de la ausencia de tensión entre la interconexión de la red con la unidad, causando cuantiosas pérdidas económicas.

Por otro lado, López D. Nelson en su trabajo de grado “Implementación de un Centro de Control de Bombas, Utilizando un Controlador Lógico Programable”, concluyó:

- En cuanto a los controladores lógicos programables, representan una alternativa a la tradicional lógica de relé. Estos presentan cualidades y capacidades muy por encima de la lógica de relé.
- Debido a la capacidad de manejar información binaria y matrices que poseen los PLC's, los hacen ideales para llevar a cabo el proceso de detección de fallas en tiempo real, es decir, permite localizar rápidamente la falla en el mismo instante en que sucede facilitando así la corrección del problema.

Igualmente, Prada S. Jesús A. En su trabajo de grado “Mejoramiento del Sistema de Control de un Compactador de Pulpa con un PLC, en la empresa Papeles Venezolanos”, alega:

- Al implementar algunas de las alternativas propuestas para sustituir la lógica a relé del compactador de pulpa por una lógica programada se hace más flexible su sistema de control, se facilita su mantenimiento y la rápida detección de fallas eléctricas que pueda presentar. Lo anterior implicaría un aumento en la productividad de la planta.

- Para facilitar las labores de mantenimiento se recomienda identificar en campo los dispositivos de entrada y salida con sus respectivos códigos y revisar el correcto funcionamiento de las luces piloto y alarmas.

De otra manera, Martínez M. Alexander y Vivas Wilmer en su trabajo de grado “Diseño e Implementación de un Sistema de Envasado controlado por un PLC”, concluyen:

- Uno de los sistemas de control de proceso más sofisticados y eficaces es el Controlador Lógico Programable (PLC). Son innumerables las ventajas que se originan de la utilización de un PLC como sistema de control, entre los principales se encuentran:
 - Cambio rápidos y fáciles en los parámetros del proceso.
 - Información centralizadas.
 - Capacidad de monitoreo del proceso.
 - Mejora la calidad y cantidad de productos final.

Mientras que, Parrales C. Williams R, en su trabajo de grado “Rediseño del Sistema de Control de la Unidad Automática para aplicar Fluido Sellante de Vidrios, empleando un PLC de Allen Bradley, en General Motors de Venezuela”, afirma:

- Además de la flexibilidad, los equipos son de muy alta calidad e integración, hecho que se traduce en lograr un sistema sencillo y definido. Este sistema se puede ver como un conjunto de bloques con funciones perfectamente definidas lo que se traduce en un pequeño índice de fallas así como mayor sencillez en su detección. Esta integración facilita al personal de mantenimiento la reparación del sistema y la sustitución de alguno de sus componentes en caso de que sufra algún daño.
- En definitiva, se puede decir que implementando este nuevo esquema no solo mejora el rendimiento general del sistema, sino además, se refuerza la tendencia a la capacidad de manufactura flexible la cual constituye el enfoque principal de este trabajo.

Cordero E. Alirio J y Graterol F. Williams Y., en su trabajo de grado titulado “Reinstrumentación de un Sistema Múltiple de Motogeneracion” en la estación mayor de CORPOVEN S.A. en el Toreño, estado Barinas, afirman que:

- El objetivo principal es reemplazar los tableros existentes por otros que brinde mayor capacidad así como reinstrumentar los elementos de campo por instrumentos mas adecuados.

- La reinstrumentación de los motogeneradores permiten una mayor confiabilidad del proceso, debido a que los equipos seleccionados son de tecnología avanzada y operan con probabilidades de fallas bajas en condiciones normales de operación. Además, la información procesada y sus resultados confiables permiten acciones de ejecución rápidas y seguras aun en caso de alguna contingencia.
- El diseño modular de los equipos que conforman cada tablero facilita la realización de trabajos de mantenimiento sobre los mismos, en forma efectiva y eficiente sin interferencia alguna en sus funciones normales de trabajo.
- El diseño del sistema apoya la gestión de mantenimiento mediante la detección de fallas y/o condiciones anormales de operación (mantenimiento correctivo), ayudando de esa forma a la programación y predicción de futuras fallas a través de métodos estadísticos (mantenimiento predictivo).

2.2 BASES TEORICAS

2.2.1 GENERADOR ELÉCTRICO ACCIONADO POR MOTOR DIESEL

La mayoría de las plantas industriales requieren de un suministro de energía eléctrica altamente eficiente y confiable, debido a que en las mismas suelen llevarse a cabo procesos para los cuales una interrupción en la alimentación de electricidad es crítico.

Con el fin de mejorar la confiabilidad de los sistemas de energía, generalmente las empresas disponen de equipos de autogeneración eléctrica, los cuales utilizan con frecuencia plantas de emergencia o de reserva. En el caso de que se produzcan una falla en el servicio eléctrico o cuando sea necesario aumentar la capacidad del sistema eléctrico a medida que aumenta la demanda o la carga.

Los generadores accionados por motor diesel son generalmente los más utilizados para satisfacer las condiciones mencionadas anteriormente, debido a las características asociadas a su funcionamiento. Estas plantas utilizan motores de combustión interna del tipo diesel para impulsar directamente a un alternador.

El tamaño del grupo motor diesel generador, tipo de combustible para el motor impulsor, lugar de la instalación, la localización y algunos otros aspectos se determina en función del valor de la carga que se debe absorber durante una interrupción en el servicio normal.

La mayoría de los grupos motor diesel generador para servicios eléctricos de emergencia están compuestos por los siguientes elementos:

- Motor diesel.
- Generador sincrónico.
- Sistema de interconexión y transferencia de carga.

Los elementos mencionados anteriormente conforman un sistema compacto que funciona como un todo, de allí que cualquier falla que se presente en cualquiera de las partes desequilibra el grupo obligándolo a salir fuera de servicio. La figura 2.1 muestra un generador eléctrico accionado por un motor diesel.

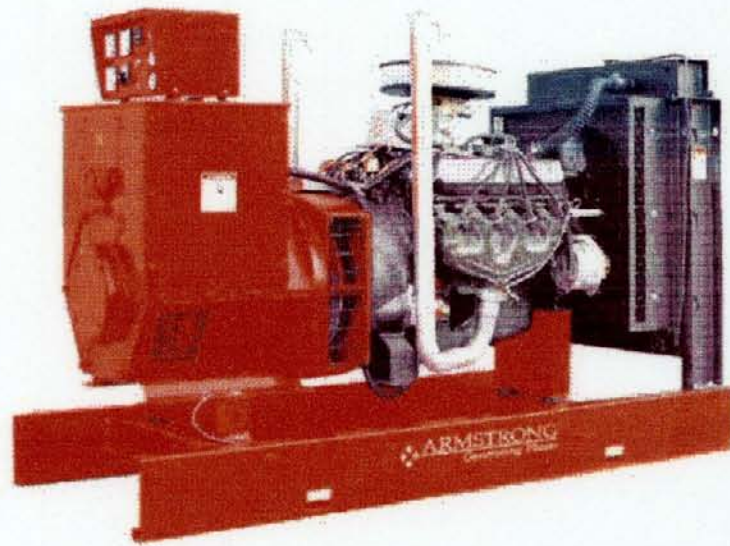


Figura 2.1 Generador eléctrico accionado por motor diesel

2.2.1.1 MOTOR DIESEL

El motor diesel es un motor de combustión de cuatro tiempos, inventado por el ingeniero alemán Rudolph Diesel en el año de 1892, este se caracteriza por una elevada relación de compresión. El motor diesel es robusto, sencillo y económico. Utiliza como combustible aceites pesados derivados del petróleo (gasoil, fuel-oil) y el encendido se produce por ignición espontánea de la mezcla sometida a presión y temperatura elevadas. Se basa en un ciclo termodinámico característico, que consta de cuatro fases: compresión adiabática del fluido motor,

absorción de energía a volumen constante, expansión adiabática y cesión de energía a volumen constante.

Los motores diesel carecen de carburador, y el sistema de encendido no se basa en la ignición por medio de una bujía. Por lo demás, pueden considerarse similares a los de explosión. Durante el ciclo, el pistón aspira aire puro en lugar de mezcla, y al concluir la compresión recibe la inyección del combustible directamente en la cámara de combustión. La mezcla se inflama espontáneamente debido a la elevada temperatura alcanzada.

En los motores diesel de inyección directa la culata es semejante a la de los motores de gasolina, mientras que en los motores llamados de precombustión la culata dispone de una cavidad adicional comunicada con la cámara de combustión principal en la que se halla situado el inyector, con lo que se crea una turbulencia que favorece la inflamación. La figura 2.2 muestra un motor diesel típico.

Los motores diesel son utilizados en diversas aplicaciones industriales; pueden clasificarse en dos tipos según su ubicación física, estos son móviles (aplicaciones en vehículos automotores, industrias metalmeccánica del hierro y la construcción) y de tipo estacionarios (estos se encuentran en las bombas de líquidos y plantas eléctricas de emergencia).

Existen diversos criterios que deben tomarse en cuenta en el momento de escoger el motor diesel adecuado para una planta de emergencia de manera que puedan obtenerse el máximo rendimiento, duración y confiabilidad del grupo de generación; pueden mencionarse entre otros:

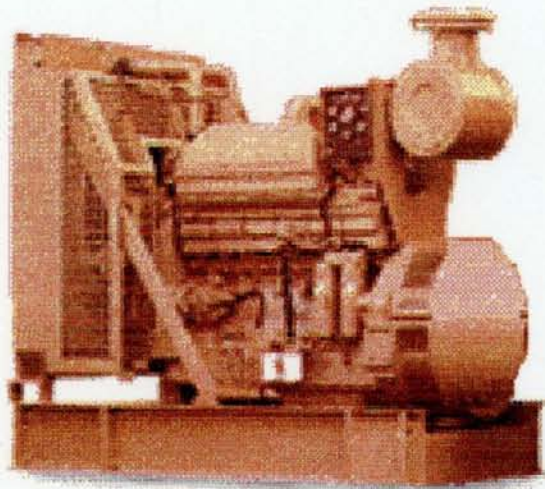


Figura 2.2 Motor diesel

- Considerar la cantidad de protecciones en kilovatios (KW), suma de todas las cargas a ser conectadas al motor.
- Considerar el tipo de carga: de emergencia o continuas, si se trata de cargas continuas el motor debe ser de baja revoluciones (de 900 a 1800 RPM aproximadamente) para generar a una frecuencia de 60 ciclos.
- Si en la carga a considerar existe la presencia de cargas inductivas provenientes de motores, es necesario considerar que en la mayoría de los casos los motores absorben más carga en el momento de arranque que lo indicado nominalmente en la placa. Los KW variaran desde un máximo (rotor bloqueado) hasta llegar a su velocidad nominal. Este tipo de carga al ser impuestas al motor diesel generan fluctuaciones tanto en el voltaje generado como en la frecuencia.

Todo motor diesel cuenta con elementos estándar asociados a su funcionamiento, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- Bloque del motor.
- Bombas y equipos asociados a la inyección.
- Filtros (aceite, agua, combustible, aire)
- Sensores de seguridad y mediciones (presostatos, termostatos).
- Grupo de enfriamiento (radiador, ventilador, bomba de agua).
- Grupo de lubricación (bomba de aceite, líneas de aceite).
- Gobernador, bomba de combustible.
- Válvulas, pistones, cigüeñal, etc.
- Turbocargador (solo en algunos motores).
- Sistema de silenciador y de escape.
- Sistema de arranque (motor de arranque DC).
- Baterías, cargador de baterías.

Las razones por la cual se debe utilizar motores diesel para accionamiento de generadores eléctricos son:

- El motor diesel es una máquina motriz independiente.
- El tiempo de arranque es muy breve, pudiendo recibir toda su carga en pocos minutos.
- La temperatura de la sala de máquina diesel es baja.
- El espacio ocupado por la máquina es pequeño.

- El número de accesorios es pequeño, comparado con otras máquinas de combustión interna.
- El costo de los motores diesel es relativamente bajo, comparada con otras máquinas de combustión interna.

2.2.1.2 GENERADOR SINCRONICO

La generación de energía eléctrica se planifica de acuerdo con las necesidades de los sistemas eléctricos que deben servir. Estos sistemas se denominan sistemas polifásicos, en los cuales cada fuente de voltaje consta de un grupo de voltajes inducidos, que tienen magnitudes y ángulos de fase relacionados de tal manera que en un sistema de N fases se emplean fuentes que tienen N voltajes de igual magnitud pero desfasadas entre sí un ángulo igual a $360^\circ/N$. El sistema trifásico es el de mayor aceptación por sus ventajas económicas y de operación. Está constituido de tres voltajes iguales en magnitud y desfasados entre sí por un ángulo de 120° . La producción de este sistema polifásico la realizan los generadores sincrónicos.

Reciben el nombre de generadores (alternadores) sincrónicos todos aquellos convertidores electromecánicos rotativos, capaces de transformar energía mecánica “movimiento del rotor” en energía eléctrica en forma de corriente alterna, con la condición de que la velocidad de giro de los campos magnéticos inducidos por las corrientes del estator sea constante e igual a la velocidad de giro de la máquina motriz “velocidad sincrónica”, la figura 2.3 muestra dos generadores sincrónicos.

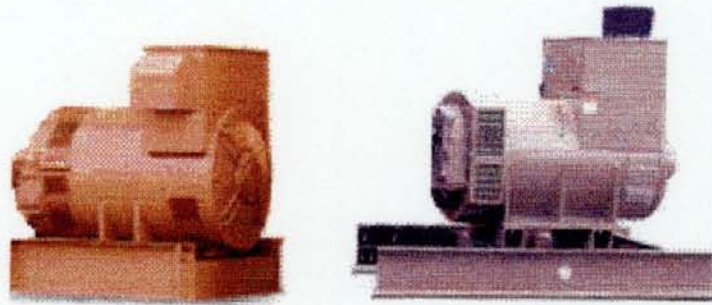


Figura 2.3 Generadores sincrónicos

Los voltajes son generados por inducción magnética, en devanados o grupos de bobinas ubicadas en el estator, al hacer girar mecánicamente un campo magnético ubicado en los polos del rotor. Este campo magnético es producido por un imán permanente o más usualmente por un electroimán, al cual se le suministra corriente directa proveniente de una fuente externa o por auto excitación del mismo generador. Entre los tipos de excitación para los generadores sincrónicos se encuentra la excitación estática, esta es la que se produce a través de componentes de estado sólido (diodos, tiristores, etc.) y se clasifica en:

- **Excitación estática fija:** Es la que se produce cuando la corriente que se le suministra al campo inducido se realiza mediante escobillas, es decir, cuando todo el proceso de rectificación de esa corriente se efectúa fuera del eje del Generador Eléctrico.
- **Excitación estática rotativa:** Es la que se produce cuando la corriente que se le suministra al campo inducido se realiza sin escobillas, es decir, cuando todo el proceso de rectificación de esa corriente se efectúa en el eje del Generador Eléctrico.

El voltaje generado internamente en el devanado del estator depende de la velocidad de rotación del eje, de la magnitud del flujo de campo y del número de espiras (vueltas) de las bobinas del estator; a continuación se mencionan los elementos básicos que conforman un generador sincrónico:

- **El Estator:** Parte estacionaria en cuyo núcleo se encuentran alojados los devanados de corriente alterna.
- **El Rotor:** Parte rotativa del generador donde se encuentran situados los polos magnéticos de corriente directa.

Estos elementos tienen un número de componentes relacionados, entre los cuales se encuentran:

- Devanados o bobinas del estator.
- Soporte de las bobinas del estator.
- Devanados del rotor.
- Excitatriz o fuente de corriente directa.
- Piezas laminadas del rotor.
- Estructura de soporte del generador y máquina motriz.
- Anillos colectores, escobillas y conductores.
- Eje de acople entre generador y máquina motriz.
- Cojinete de empuje.

2.2.1.3 SISTEMA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE CARGA

Por interconexión se entiende a la conexión entre sí de dos o más sistemas eléctricos aislados, como un medio para aprovechar mejor la energía para obtener un mejor funcionamiento de las plantas y las máquinas de generación.

La interconexión de los sistemas eléctricos aislados, surgió de la conveniencia de aprovechar mejor la energía generada, y dado la importancia de las cargas conectadas, la necesidad de presentar una mayor seguridad de servicio.

La interconexión de dos o más sistemas aislados implican una serie de requerimientos y estudios para su buen funcionamiento, uno de estos requerimientos es la sincronización. La sincronización, es el proceso que hace posible el acoplamiento en paralelo de los diferentes alternadores que constituyen el sistema interconectado. Las condiciones que deben cumplirse para el acoplamiento en paralelo, son las siguientes:

- Se debe tener la misma tensión en los puntos donde se efectúe el acoplamiento.
- Se debe tener la misma frecuencia.
- Se debe tener la misma secuencia de fase.
- Se debe tener la misma fase.

Un proceso de sincronización perfecto es aquel en el cual el sistema, al cual se va a acoplar una nueva máquina en paralelo, no se entere de que ésta, ha sido puesta en servicio.

La forma de comprobar que las condiciones anteriores se cumplan, para determinar así el momento preciso de hacer el acople, puede hacerse por el método de las lámparas de sincronización o mediante el uso de un sincronoscopio. La sincronización puede hacerse también en forma automática, sin la intervención de operarios, mediante el uso de sincronizadores automáticos, que utilizan a veces un equipo electrónico en sus circuitos de control.

2.2.1.3.1 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

Los principales componentes de un sistema interconectado son los interruptores de transferencia de carga (ver figura 2.4), los cuales están diseñados para funcionar con generadores y otros equipos relacionados entre si para prestar el servicio de alimentación de emergencia. El interruptor de transferencia asegura un suministro de energía continua a una determinada carga ya sea del suministro comercial normal o de una fuente de emergencia (equipo generador).

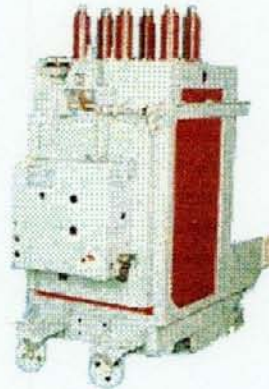


Figura 2.4 Interruptor de transferencia de carga

Los interruptores de transferencia de carga pueden funcionar en forma manual o automática, el interruptor manual consiste en un seccionador eléctrico bajo carga y puede ser fabricado con interruptores termomagnéticos o seccionadores de apertura con carga. Su función principal es la de transferir la carga desde la fuente normal a la fuente de emergencia (generador) e igualmente retransferir la carga a la fuente normal cuando se normaliza las condiciones de la fuente exterior.

Los Interruptores de transferencia automáticos, vienen diseñados para funcionar con interruptores termomagnéticos (Breakers) o con contactores. Generalmente vienen en un armario metálico auto soportado.

Los interruptores automáticos cuentan con una lógica circuital generalmente basada en relés y contactos auxiliares que permiten efectuar cierre y disparo de los mismos basándose en funciones básicas como las que se indican a continuación:

- Detecta la falla de energía de la red normal.
- Pone en marcha el equipo generador de reserva.
- Transfiere la carga al equipo generador.
- Detecta el retorno de la energía normal.
- Transfiere la carga a la energía normal.
- Detiene el equipo generador de reserva.

2.2.1.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INTERCONEXIÓN

Entre las ventajas de la interconexión de sistemas se encuentran las mejoras en la calidad del servicio y la mejor y más eficiente utilización de las plantas, por otra parte la principal desventaja de la interconexión es el aumento de la corriente de cortocircuito en las líneas del sistema cuando ocurre una falla.

2.2.2 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)

Es un dispositivo que fue creado para reemplazar los circuitos secuenciales a relé necesarios para el control de máquinas. El PLC funciona verificando el estado de sus entradas y en base a esto puede modificar el estado de sus salidas. Las señales de entradas y salidas del mismo pueden ser discretas, del tipo on/off o analógicas, éste se programa tomando en cuenta los requerimientos del proceso a controlar, su programación se realiza mediante programas de computadoras.

Los PLC se utilizan en aplicaciones reales industriales, en procesos de empaquetadoras, ensambladoras, compactadoras, etc., En definitiva cualquier aplicación que necesite algún tipo de control eléctrico, tiene asociado la posibilidad de ser controlada mediante un PLC, la figura 2.5 muestra varios modelos de PLC.

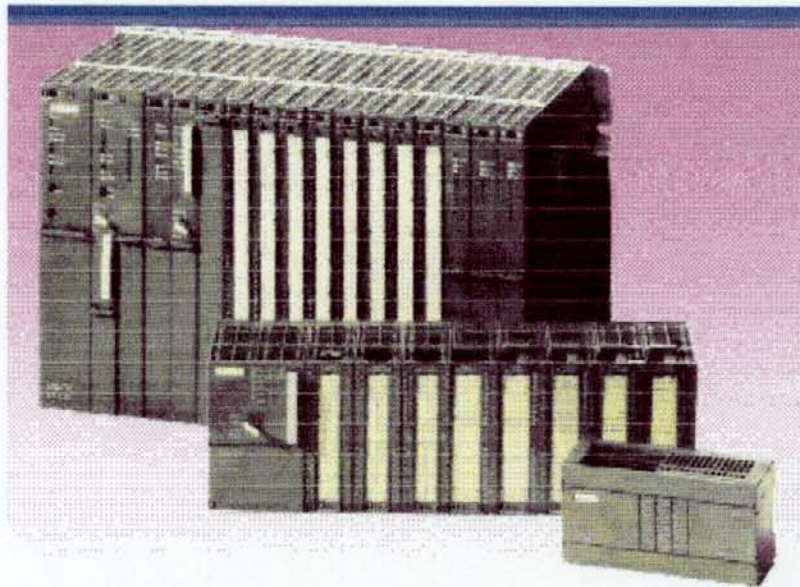


Figura 2.5 Vista típica de algunos PLC

2.2.2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

A finales de la década de los 60 se introdujo el primer PLC. La principal razón de diseñar este dispositivo estaba en eliminar los grandes costo asociados a los complicados sistemas de control basados en relé. La empresa Bedford Associates le propuso a un fabricante de automóviles norteamericano un sistema llamado MODICON (Control Digital Modular), a su vez otras compañías propusieron esquema basados en computadora, pero definitivamente el sistema MODICON 084 fue quien se adjudicó la implantación del primer PLC en la producción comercial del mundo.

Las variaciones en los requerimientos de producción en los procesos industriales, implican cambios en los esquemas de los sistemas de control, esto viene a ser muy costoso cuando los cambios deben realizarse con mucha frecuencia. Gran parte de los sistemas de control actuales están basados en relé electromecánicos, los relés son dispositivos que tienen una vida útil limitada y que deben estar sometidos a estrictos programas de mantenimiento, lo que trae como consecuencia dificultades al momento de detectar y corregir fallas en dichos sistemas. Es aquí donde se observa la principal ventaja del PLC sobre los tradicionales sistemas basados en relé.

Para el año de 1973 comienzan a desarrollarse las primeras posibilidades de comunicación entre PLC. El primer sistema fue el MODBUS de MODICON, este permitía que el PLC se instalara a gran distancia del proceso a controlar e incluso abrió la posibilidad del manejo de señales analógicas. Posteriormente, con la creación de nuevos protocolos de comunicación, surgieron diversos problemas debido a la incompatibilidad entre los protocolos y a la falta de estándares asociados estos.

En los años 80 se vieron los primeros intentos por estandarizar las comunicaciones, con la creación de un protocolo, por parte de la división de automatización de la General Motors conocida como MAP (Manufacturing Automation Protocol). Al mismo tiempo comenzó a reducirse el tamaño de los PLC, se crearon programas de computadora que permitían la programación simbólica, los cuales reemplazaron parcialmente a los programadores manuales.

En la década de los 90 se han visto una reducción gradual en la introducción de nuevos protocolos, y se han modificado la estructura de algunos de los protocolos más populares que fueron creados en los años 80. La última norma (IEC 1131-3) ha intentado estandarizar la forma de programación de los PLC. Actualmente los PLC pueden programarse en diagrama de bloque

de funciones, diagramas de escaleras, lista de instrucciones, C y estructura texto, todos al mismo tiempo.

2.2.2.2 ESTRUCTURA INTERNA

El PLC consiste principalmente en un CPU, áreas de memoria, y circuitos apropiados para manejo de datos de entrada y salida (ver figura 2.6). Se puede considerar que un PLC es una caja varios relés separados, contadores, temporizadores y elementos de almacenamiento de datos. Estos dispositivos mencionados anteriormente no existen físicamente, sino que son simulados y pueden ser considerados parte del software.

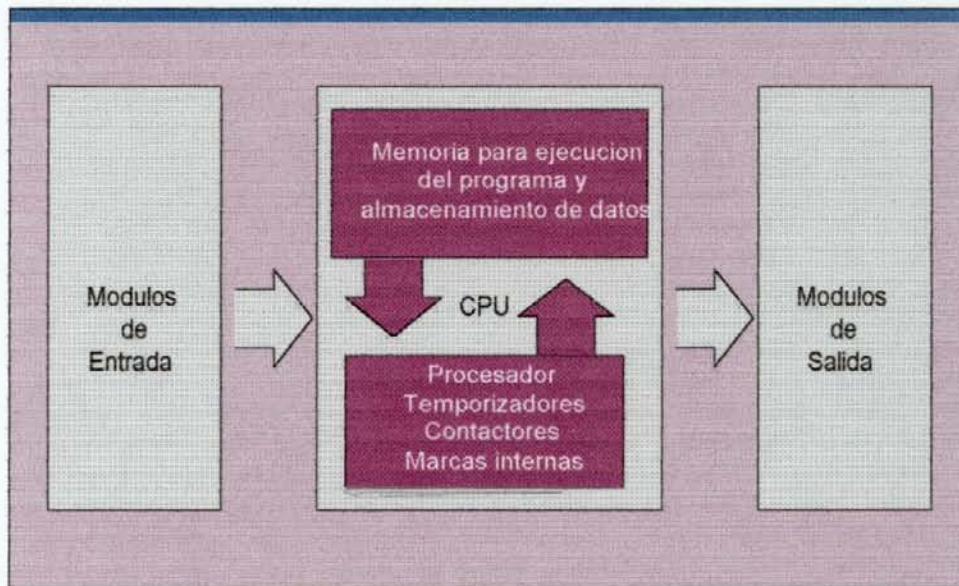


Figura 2.6 Estructura Interna de un PLC

- **Módulos de Entrada (contactos):** Permiten la conexión con las entradas y reciben señal de los interruptores, sensores, etc. Típicamente no son relés sino que están basados en transistores.

- **Marcas Internas (contactos):** Estos no reciben señales del mundo externo ni existen físicamente, simplemente son relés simuladas que le permiten al PLC eliminar relés externos. Hay también algunos relés especiales que se dedican a realizar una tarea específica.
- **Contadores:** No existe físicamente, son contadores simulados y pueden programarse para contar pulsos. Típicamente los contadores pueden realizar conteos ascendentes, descendentes o ascendentes/descendentes. Puesto que son simulados, su velocidad de conteo es limitada aunque algunos fabricantes proporcionan contadores de gran velocidad.
- **Temporizadores:** Estos no existen físicamente, están disponibles en varios tipos, los más comunes son; ondelay, offdelay, retentivos y no retentivos. Los ajustes de base de tiempo varían desde 1ms hasta 1s.
- **Módulos de Salidas (bobinas):** Éstos se conectan al mundo externo, existen físicamente y envían una señal on/off a los solenoides, luces, etc. Pueden ser transistores, relés, o triacs que dependen del modelo seleccionado.
- **Almacenamiento de Datos:** Son registros para almacenar datos, son usualmente utilizados para almacenar resultados de cálculos y manipulación de datos, también pueden utilizarse para almacenar información cuando el PLC pierde su alimentación de energía.

2.2.2.3 CICLO BÁSICO DE TRABAJO

La operación de un PLC esta basada en la revisión cíclica de un programa, esto normalmente se conoce con el nombre de *Scanning*. El ciclo de Scanning (ver figura 2.7) consta de varias etapas de funcionamiento, que pueden generalizarse en tres aspectos importantes. Estos aspectos son:

- **Paso 1 (Verificación del Estado de la Entrada):** El PLC realiza un muestreo de cada entrada para determinar si están en on/off. Esta información se almacena en memoria para ser utilizada en el próximo paso.
- **Paso 2 (Ejecución del Programa):** El PLC ejecuta el programa introducido por el usuario, instrucción por instrucción y se almacenan los resultados de esta operación para ser utilizado en el próximo paso.
- **Paso 3 (Actualización del Estado de la Salida):** El PLC actualiza el estado de la salida, es decir, actualiza la salida basándose en cuales entradas estuvieron encendidas durante la ejecución de las mismas y da los resultados de la ejecución del programa de usuario de los pasos anteriores.

Después de ejecutar el tercer paso el PLC vuelve al paso uno y repite los pasos continuamente. El tiempo que tarda el PLC en ejecutar los tres pasos anteriores se conoce como *SCAN TIME*.



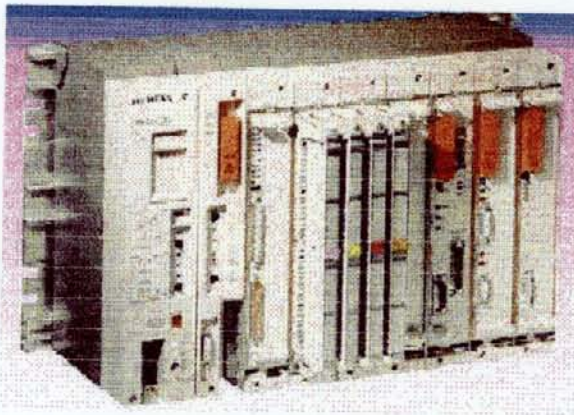
Figura 2.7 Ciclo de trabajo de un PLC

2.2.2.4 ESTRUCTURA EXTERNA DE UN PLC

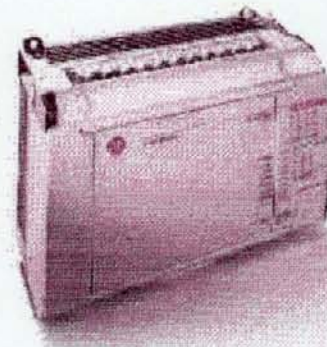
La estructura externa se refiere al aspecto físico del PLC (ver figura 2.8). Desde su creación hasta nuestros días, son muchas las estructuras y configuraciones diseñadas que han salido al mercado, condicionadas no sólo por el fabricante de los mismos, sino por las tendencias existentes. Actualmente las dos estructuras más significativas que existen en el mercado, son las siguientes:

- **Estructura Externa Compacta:** En esta configuración el PLC se presenta como un solo bloque, el cual contienen; la Unidad Central de Procesamiento (CPU), las Memorias, la fuente de alimentación, las Entradas y Salidas, etc.

- **Estructura Externa Modular:** En esta configuración el PLC se divide en partes o módulos, que se encuentran separados y tienen funciones específicas como tal. Pueden tener además diversas modalidades según el modelo y la marca. Existen modelos de PLC con estructura externa modular que contienen un módulo base donde se encuentran; la CPU, memorias y la fuente de alimentación, separadamente los módulos de entrada/salida. Además se encuentran también modelos en los que existen un módulo para cada función.



a.)



b.)

Figura 2.8. Estructura externa de un PLC: a.) Modular b.) Compacta

2.2.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS PLC

- Son de estructuras físicas moderada, y requieren de espacios físicos reducidos para su instalación.
- Pueden soportar los ambientes industriales.
- Fácilmente programable y reprogramable en planta.
- Más pequeños y más rápidos que sus equivalentes basados a relé.

- Poseen comunicación directa con computadoras.
- Pueden realizar sistemas supervisorios y análisis de datos.
- Se adaptan a procesos de producción periódicamente cambiantes.

2.2.2.6 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LOS PLC

Debido a la gran variedad de los modelos existentes y a las innovaciones tecnológicas que surgen constantemente, no todos los PLC pueden ofrecer las mismas ventajas sobre su lógica a controlar, pero si se pueden mencionar las ventajas principales que presentan estos controladores, tal como se enumeran a continuación:

- Menor tiempo empleado en la elaboración de proyectos, debido a que no se requiere dibujar el esquema de contactos y no es necesario simplificar ecuaciones lógicas, ya que la capacidad de memoria es suficientemente grande.
- Posibilidad de introducir modificaciones sin cambiar el cableado.
- Mínimo espacio de ocupación.
- Menor costo de mano de obra en la instalación.
- Económico en mantenimiento.
- Posibilidad de manejar varias máquinas con el mismo autómata.
- Menor tiempo para la puesta en funcionamiento del proceso, al quedar reducido el tiempo de cableado.
- Si las máquinas quedan fuera de servicio, el autómata puede utilizarse en otras aplicaciones.

Entre los inconvenientes que presentan los controladores programables, se mencionan los siguientes:

- Hace falta un programador o software para realizar la programación.
- Se requiere adiestrar a un personal para la programación.
- El costo inicial, generalmente es elevado y puede ser un inconveniente a la hora de realizar la implementación.

2.2.3 PROTECCION DE GENERADORES

Para la protección de generadores eléctricos hay que considerar una mayor cantidad de fallas y condiciones anormales de operación que cualquier otro elemento de un sistema eléctrico. Aunque la frecuencia de fallas en este tipo de máquinas es relativamente baja, las consecuencias técnicas y económicas son por lo general bastante graves y pueden afectar notoriamente la eficiencia del sistema eléctrico.

La aplicación de los principios de protección es relativamente simple, las fallas que implican cortocircuitos son generalmente detectadas por algún tipo de relé diferencial o de sobrecorriente. Muchas de las fallas son de naturaleza mecánica y se utilizan dispositivos mecánicos como interruptores de posición, presión, temperatura o nivel para detectar y despejar la falla.

Algunas de las condiciones anormales más comunes que pueden presentarse en el funcionamiento de máquinas eléctricas rotativas son las siguientes:

- a. Falla en los devanados:
 - Estator:
 - Fase – Fase
 - Fase – Tierra
 - Entre espiras de una misma fase
 - Rotor
- b. Sobrecarga
- c. Sobrevelocidad
- d. Voltajes y frecuencias anormales
- e. Perdida o falla total de la excitación
- f. Funcionamiento de generador como motor

Muchas de estas condiciones no van a requerir de una puesta fuera de servicio de la máquina, y las mismas pueden ser corregidas mientras la máquina permanece en servicio, mientras que los dispositivos de protección solo harán actuar simples alarmas. Otras circunstancias anormales tales como cortocircuitos, requieren una rápida remoción del generador del sistema al cual esta interconectado.

2.2.3.1 PROTECCIÓN DE FALLAS ENTRE FASES

Para fallas (cortocircuitos) en los devanados del estator, la practica mas general es el uso de la protección diferencial, de hecho es la más efectiva ya que su función es proteger los devanados mismos.

La figura 2.9 muestra las conexiones de un esquema básico diferencial utilizando un simple relé de sobrecorriente.

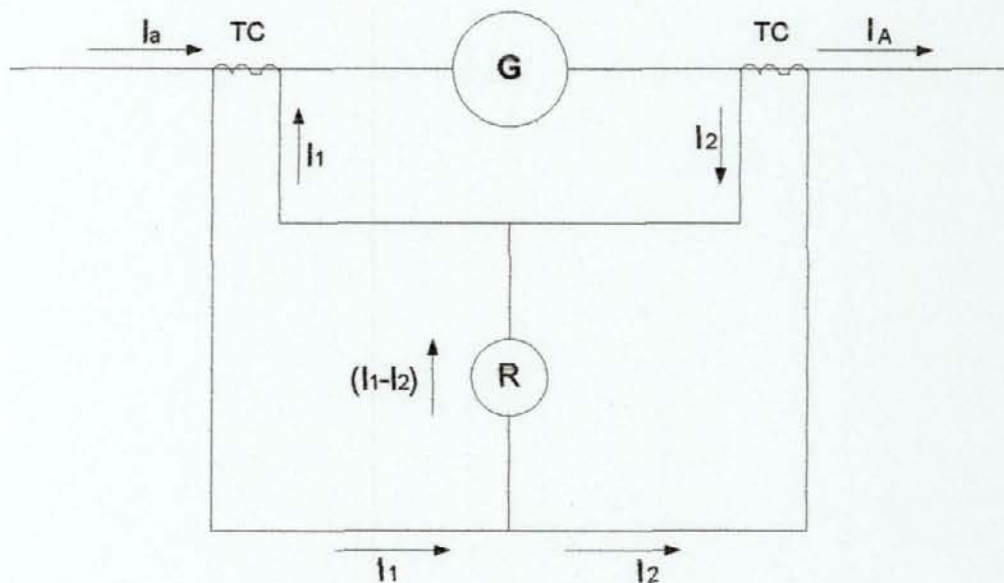


Figura 2.9 Protección diferencial con relé de sobrecorriente

Para operación normal o para fallas externas, es decir fallas en cualquier punto que no este entre los dos transformadores de corriente (TC), la entrada a la máquina es igual a la I_A que

sale de la misma en todas las fases, en este caso la corriente que entra al relé $I1-I2$ es muy pequeña o igual a cero, el relé debe ser calibrado por encima de este valor para evitar así la activación del mismo durante condiciones de operación normal de la máquina o para fallas externas. Cuando ocurre una falla interna, es decir una falla entre los TC, la corriente $I1$ aumenta repentinamente mientras la corriente $I2$ puede aumentar o disminuir y fluir en la dirección contraria, de cualquier forma el relé vera una corriente igual a $I1 + I2$ la cual puede ser de un valor elevado y seguramente provocara la activación del relé.

Esta disposición debería ser la ideal y el relé de sobrecorriente calibrado para un punto tal que opere rápidamente con los TC ideales. Hay que tomar en cuenta que los TC no dan siempre la misma corriente en el secundario para una misma corriente primaria, aun cuando estos sean comercialmente idénticos, esta diferencia es causada por variaciones de construcción y diferencias de carga en el secundario que pueden ser originadas por longitudes desiguales de los cables entre el relé y los TC o por instrumentos de medición con distintas resistencias.

La corriente diferencial producida, fluye a través del relé. En condiciones normales esta tiene un valor muy pequeño pero puede ser apreciable cuando corrientes de cortocircuito son transmitidas a una falla interna, entonces el relé de sobrecorriente debe ser calibrado por encima de la máxima corriente de error que pueda fluir a través de él durante una falla externa.

El relé de porcentaje diferencial resuelve este problema sin sacrificar sensibilidad. El arreglo esquemático de un relé de porcentaje diferencial se muestra en la figura 2.10.

Los devanados de retención del relé de porcentaje diferencial reciben la corriente total del secundario de los TC y funcionan para desensibilizar el devanado de operación o devanado de

disparo del relé particularmente a altas corrientes y transitorios DC asociados a corrientes de fallas asimétricas.

En el caso de relés electromecánicos, esto se logra utilizando devanados arrollados sobre un mismo núcleo, con lo que se logra un torque que trata de abrir los contactos y el cual se opone al torque de cierre de los contactos que es el que activa el relé.

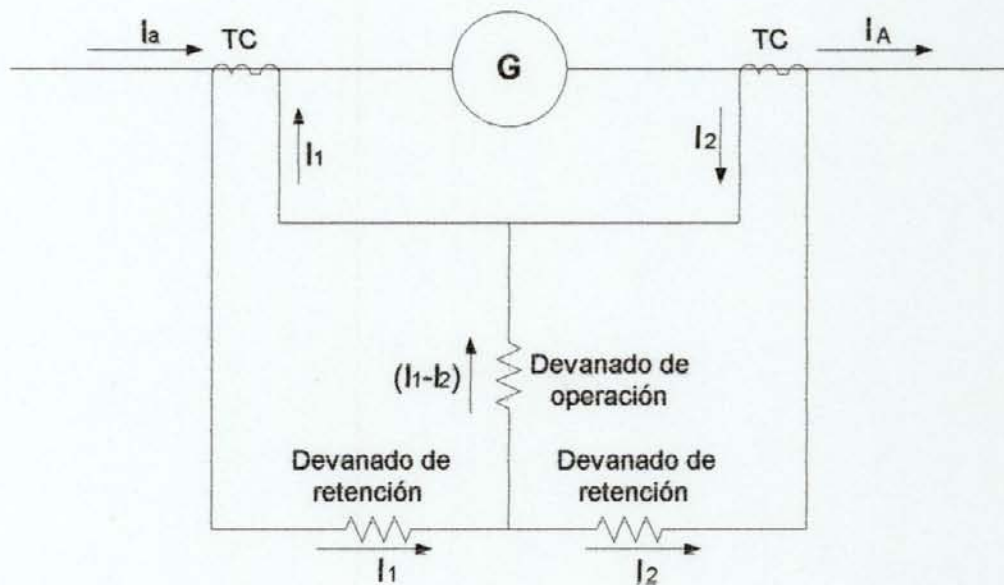


Figura 2.10 Protección con relé de porcentaje diferencial

Independientemente del diseño del relé, conceptualmente el torque de cierre de los contactos para relés electromecánicos o la acción de disparo para relés digitales y de estado sólido es causada por la corriente en el devanado de operación y es proporcional a la diferencia entre las corrientes de los secundarios de los TC. Por otra parte el torque de apertura de los contactos o la acción de no disparo causada por la corriente en los devanados de retención es

proporcional a la suma de dos corrientes con el requerimiento adicional que deben ser corrientes de los dos devanados de retención.

Dependiendo del diseño específico del relé, la corriente diferencial para la operación del mismo puede ser un porcentaje constante o variable de la corriente en los devanados de retención.

El relé de porcentaje diferencial constante opera como su nombre lo indica, a un porcentaje constante de la corriente en los devanados de retención, en cambio el relé de porcentaje diferencial variable requiere de más corriente para operar a medida que aumenta la corriente en los devanados de retención.

2.2.3.2 PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

El método de aterramiento afecta la protección conseguida con los relé diferenciales. A mayor impedancia de aterramiento, menor será la corriente de falla y más difícil será para el relé diferencial la detección de corrientes de falla de bajo valor.

La figura 2.11, muestra un relé separado sobre la línea de neutro aterrado, este proveerá una protección con una buena sensibilidad, dado que este puede ser calibrado o ajustado independientemente de la corriente de carga; este esquema se recomienda en sistemas sólidamente aterrados.

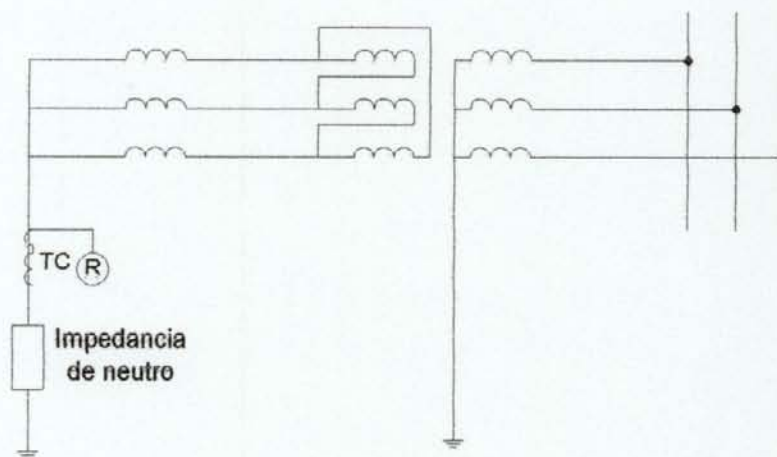


Figura 2.11 Relé separado sobre la línea de neutro aterrado.

A medida que la impedancia de aterramiento aumenta, se hace difícil aplicar un relé de corriente. A menor valor de actuación del relé, mayor capacidad del TC y mayor dificultad de distinguir entre fallas a tierra y corrientes de terceros armónicos desbalanceados, los cuales también fluyen por el neutro en sistemas aterrados. Esta corriente de terceros armónicos puede llegar a ser del orden 10 al 15% de la corriente del generador. El relé de falla a tierra puede operar para fallas a tierras en un punto del sistema mas allá del generador, esto quiere decir que deben tomarse en cuenta los retardos para coordinar con cualquier otro relé que se superponga.

En sistemas de alta impedancia de aterramiento, es preferible el uso de relés de sobrecorriente con retardo de tiempo ya que aunque la corriente de falla puede ser baja y el daño de orden reducido, este permite ajustes de corriente mucho mas bajos que un relé instantáneo, además del ajuste de tiempo que puede introducirse para prevenir el efecto que puedan tener algunas corrientes transitorias indeseables que circulan por el neutro las cuales son causadas por maniobras y transferencia de carga.

Si la máquina no se encuentra aterrada, una primera falla a tierra no producirá una circulación de corriente considerable que pueda causar daño alguno, esta situación no requiere de un disparo inmediato del interruptor que remueva a la máquina del sistema. Sin embargo una segunda falla a tierra puede resultar en un cortocircuito entre fases o entre espiras, esta situación producirá altas corrientes o desbalance magnético y requiere de un disparo instantáneo del interruptor. Para estos casos es muy utilizado el esquema que se muestra en la figura 2.12, el detector de corrientes de falla a tierra es un transformador de potencial con el devanado primario conectado en estrella, neutro aterrado y el devanado secundario conectado en delta abierta.

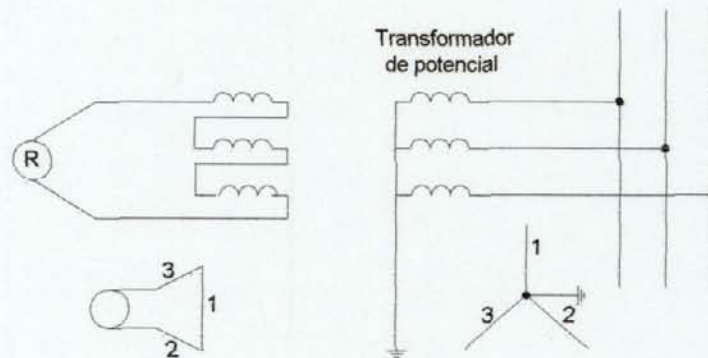


Figura 2.12 Detector de falla a tierra en delta abierta

Si la conexión de neutro no está disponible o si no existe transformador de corriente en el neutro se utiliza un esquema de protección conocido como relé de tierra de conexión residual; este se muestra en la figura 2.13. Este relé está conectado en el secundario de los transformadores de corriente de tal manera que vea la suma de las corrientes de las 3 fases. Esta conexión es muy aplicable en instalaciones de motores pero existe un problema en tal configuración que debe considerarse: las altas corrientes de arranque para grandes motores producen una considerable desviación, esta desviación o error produce la saturación de los secundarios de los transformadores de corriente.

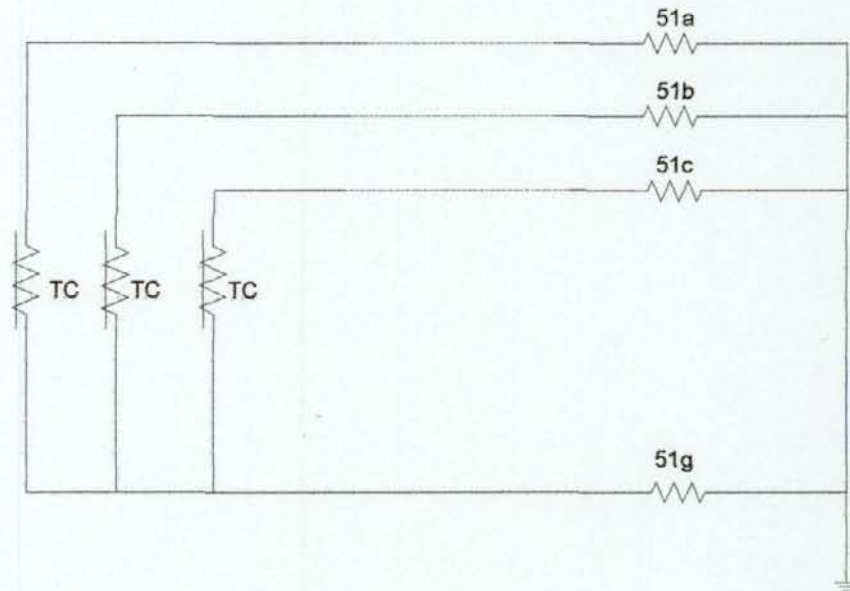


Figura 2.13 Relé de tierra de conexión residual

Un método alternativo al relé de tierra de conexión residual utilizado en aplicaciones de motores es el transformador de corriente toroidal que se muestra en la figura 2.14. Este transformador toroidal se coloca de manera que encierre el flujo magnético neto producido por las corrientes de las tres fases, dando como resultado la cancelación de las corrientes de secuencia positiva y secuencia negativa, de esta manera solo circulará corriente de secuencia cero por el relé.

Si un generador está conectado directamente a un sistema de transmisión aterrado, el relé de tierra del generador puede operar para fallas a tierra en el sistema, *sin embargo es necesario coordinar el relé de tierra del generador con cualquier otro relé que vea esta misma falla*. Si el generador se conecta al sistema a través de un transformador elevador, esta configuración no permite la circulación de las corrientes de secuencia cero más allá de la conexión delta del

transformador elevador, las fallas a tierra en el lado de la estrella no serán vistas por los relés en el lado de la delta.

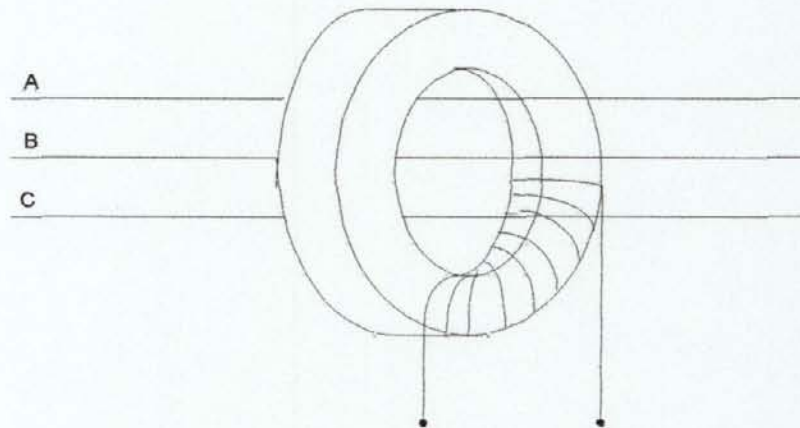


Figura 2.14 Transformador de corriente toroidal

2.2.3.3 PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRAS EN EL CAMPO

La detección de fugas a tierra en el campo de un generador sincrónico es importante, porque se puede cortocircuitar parte del devanado de campo, causando desbalance y vibraciones que perjudican la máquina. La protección mediante sistema a corriente alterna, no es recomendable, los diseñadores de generadores establecen que cualquier corriente de contacto puede ser perjudicial al rodamiento o cojinete.

2.2.3.4 PROTECCIÓN DE FALLAS NO BALANCEADAS

Los generadores sincrónicos no pueden soportar indefinidamente fallas desbalanceadas de la misma forma en que no pueden soportar cortocircuitos trifásicos. Las corrientes de secuencia negativa que fluyen durante estas fallas inducen corrientes a 120 ciclos en el rotor, las cuales tienden a fluir en la superficie del rotor y en las cuñas no magnéticas del rotor. Las pérdidas I^2R aumentan rápidamente la temperatura de la máquina y si la falla persiste puede causar la fusión del metal y la destrucción de la estructura del rotor.

Los estándares industriales han establecido los valores permisibles de desbalance que pueden ser tolerados por los generadores. La forma general de la corriente de secuencia negativa tolerable por un generador es $I^2t = k$; donde I es la corriente de secuencia negativa en por unidad y t es el tiempo en segundos.

Los relés que se utilizan para proteger a los generadores de fallas de desbalance trabajan sobre curvas $I^2t = k$ para valores de K desde 30 hasta 90 y valores de I desde 1 a 5 por unidad.

La mayor interrogante referida al desbalance en los sistemas es acerca de la causa que los produce, esta situación es muy frecuente en generadores debido a defectos en la operación de las protecciones o dispositivos externos.

2.2.3.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

La protección de sobrecarga en los generadores es aplicada principalmente para proveer una protección de respaldo para fallas en las barras o en los alimentadores mas que para proteger a la máquina directamente. Muchas veces el uso de un relé de sobrecorriente convencional para la detección de sobrecargas, resulta un poco complicado y poco efectivo, debido a que la impedancia sincrónica de un generador limita el valor de la corriente de falla durante fallas prolongadas a un valor aproximadamente igual o menor al máximo valor de corriente de carga del generador. Los valores típicos de impedancia sincrónica están entre 0.95 y 1.45 por unidad. La figura 2.15, muestra una curva típica de sobrecorriente inversa contra el tiempo utilizada para determinar los ajustes del elemento de corriente de un relé convencional.

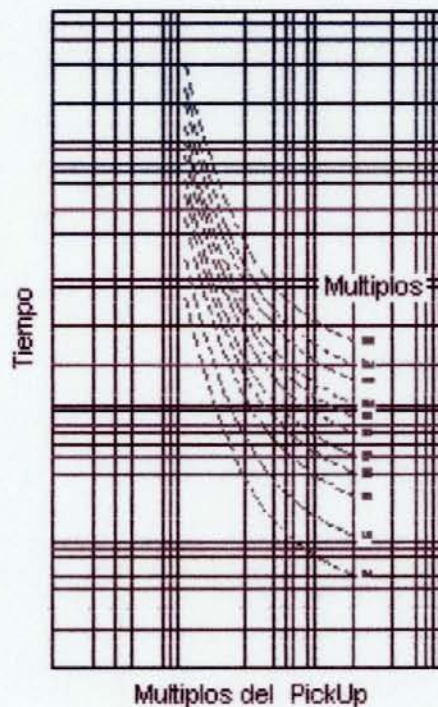


Figura 2.15 Curva de sobrecorriente inversa

Cuando existe una condición de sobrecarga o aumento de corriente por encima de la nominal, la tensión del generador comienza a disminuir. Este fenómeno es aprovechado por el relé de sobrecorriente de voltaje controlado, en este relé la unidad de sobrecorriente no puede operar a menos que el voltaje este por debajo de un valor prefijado; entonces el elemento de sobrecorriente puede ser ajustado por debajo de la corriente nominal y no operará a menos que la falla reduzca el voltaje. El relé consiste de una unidad de sobrecorriente controlada por una unidad instantánea de bajo voltaje.

Las unidades de voltaje y sobrecorriente se ajustan independientemente lo cual asegura facilidad de aplicación y ajuste. Cuando se utiliza un relé de sobrecorriente de voltaje controlado, el tiempo de actuación del relé es afectado por el voltaje de barra, dando lugar a dificultades en la coordinación con otros relés de respaldo.

Un inconveniente de todos los relés que operan basados en voltaje es la pérdida inadvertida de voltaje y consecuentes disparos incorrectos de los mismos, esto debe ser considerado cuando se diseña el sistema y dar adecuado mantenimiento a la fuente de suministro de voltaje.

2.2.3.6 PROTECCIÓN CONTRA SOBREVOLUCIDAD

La protección contra excesos de velocidad esta incluida por lo general en el motor impulsor del generador. Esta consiste en un dispositivo operado de manera centrifuga el cual es conocido como gobernador y que es accionado por el eje motriz de la máquina; un relé de sobrefrecuencia puede ser adicionado como respaldo a la protección de sobrevelocidad.

2.2.3.7 PROTECCIÓN CONTRA VOLTAJES Y FRECUENCIAS ANORMALES

2.2.3.7.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJE

El voltaje en los terminales de un generador es función de la excitación y la velocidad. Una condición de sobrevoltaje puede ocasionar daños al núcleo, debido al exceso del flujo en los circuitos magnéticos por saturación del mismo.

Ya que el flujo es directamente proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la frecuencia, la unidad de medida para la excitación es el voltaje en por unidad sobre la frecuencia en por unidad (V/Hz); cuando el valor de V/Hz excede el valor límite de diseño, existe sobrevoltaje.

La excitación y el circuito regulador tienen un límite inherente de sobrevoltaje, el cual generalmente es anunciado con alarmas. Cuando se tiene una instalación de un generador conectado a un sistema a través de un transformador elevador, el transformador es el dispositivo más propenso a incurrir en una falla de esta naturaleza; por esto es generalmente protegido con un relé que censa la tensión en función de la frecuencia.

2.2.3.7.2 PROTECCIÓN CONTRA BAJO VOLTAJE

Una falla de bajo voltaje afecta directamente a la carga o al sistema que esta siendo alimentado por el generador. Condiciones de bajo voltaje no permiten que los motores

conectados al sistema alcancen su velocidad nominal en el arranque o pueden ocasionar pérdidas de velocidad en régimen permanente que posteriormente inducen sobrecargas en los mismos. En este caso los relés detectarán eventualmente esta condición y procederán a remover rápidamente la alimentación a los motores.

2.2.3.7.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBREFRECUENCIA

La condición de sobrefrecuencia esta relacionada a la velocidad de la unidad generadora y generalmente se protege con un dispositivo de sobrevelocidad de acción mecánica, aunque es posible respaldar esta protección mecánica con un relé de sobrefrecuencia.

Si la unidad esta conectada a un sistema estable, el generador no puede operar por encima de la frecuencia del sistema, sin embargo si el sistema es dinámicamente inestable, con algunas variaciones en la frecuencia, los relés de sobrefrecuencia pueden alertar al operador.

2.2.3.7.4 PROTECCIÓN CONTRA BAJA FRECUENCIA

Ya que no se han establecido estándares respecto al funcionamiento de generadores bajo condiciones de frecuencias anormales, solo se reconoce que a frecuencia reducida se reduce la ventilación, sin embargo esto también implica la reducción de los KVA de salida.

Deben tomarse precauciones de operación para mantener el estator y el rotor de la máquina en los rangos térmicos aceptables en cierto periodo de tiempo. La baja frecuencia es una condición que afecta a la turbina mas que al generador, la turbina es más susceptible debido a los

esfuerzos mecánicos de resonancia, los cuales se producen debido a las variaciones de la velocidad sincrónica.

2.2.3.8 PROTECCIÓN CONTRA PERDIDAS DE EXCITACIÓN

Es siempre importante el mantener el generador funcionando sobre la línea con su máximo rendimiento y sin interrupciones. Por lo tanto, un aviso inmediato de la disminución de excitación, dará la oportunidad al operador de restaurar el campo, y evitar el disparo de los relés. El sacar de servicio el generador, trae como consecuencia un debilitamiento del sistema, que puede originar inconvenientes mayores en el mismo. Por otro lado, si la máquina y el sistema comienzan a perder la estabilidad, como consecuencia de la pérdida de excitación, entonces la máquina deberá ser sacada del sistema automáticamente sin la intervención del operador.

Cuando se origina una falla en la excitación (parcial o completa) en la máquina sincrónica, la potencia reactiva fluye del sistema hacia la máquina. Esto es ilustrado en la figura 2.16, donde los fasores son representados en un diagrama KW-KVAR. Es importante recordar que los kilovatios de salida, son controlados por la potencia que suministra la máquina motriz, mientras que los KVAR son controlados por el campo de la excitación. Si el sistema es lo suficientemente grande como para suplir la deficiencia en excitación a través de la armadura, entonces la máquina sincrónica funcionará como un generador de inducción proporcionando esencialmente los mismos KV al sistema.

Para que funcione como un generador de inducción, la máquina debe perder su sincronismo. Dado que las máquinas sincrónicas no están diseñadas para este tipo de operación, la potencia de salida de la máquina oscilará un poco a medida que el rotor oscila, en espera de

una nueva entrada en sincronismo. Esta pérdida de sincronismo no requiere un disparo inmediato de los relés, a menos que exista una reducción en el voltaje terminal hasta un punto en que la inestabilidad se presente. Por lo general, a una máquina le toma un período de 2 a 6 segundos el perder el sincronismo.

Las fallas en la excitación, resultan de una pérdida de campo de la excitatriz principal, disparo accidental de los breakers de campo, cortocircuitos en los circuitos de campo, un contacto pobre de las escobillas en la excitatriz o errores de operación.

Una excitación baja trae como consecuencia una caída en el voltaje a la salida de la máquina, además la máquina comienza a extraer potencia reactiva del sistema, lo cual conlleva a una mayor disminución de salida.

2.2.3.9 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA

La aplicación de la protección "motórica" utilizando medios eléctricos, es recomendable sobre todas las máquinas. El relé de potencia inversa es utilizado con frecuencia en sistemas de generación con motores diesel en donde existe considerable peligro de explosión por causa de combustible sin detonar.

El funcionamiento como motor, ocurre como resultado de una deficiencia en la unidad motriz del generador. Cuando la unidad motriz no supe la potencia necesaria al generador, entonces esta deficiencia es suplida mediante la absorción de potencia del sistema. Como la excitación permanece igual, la misma potencia reactiva seguirá fluyendo aún cuando funcione

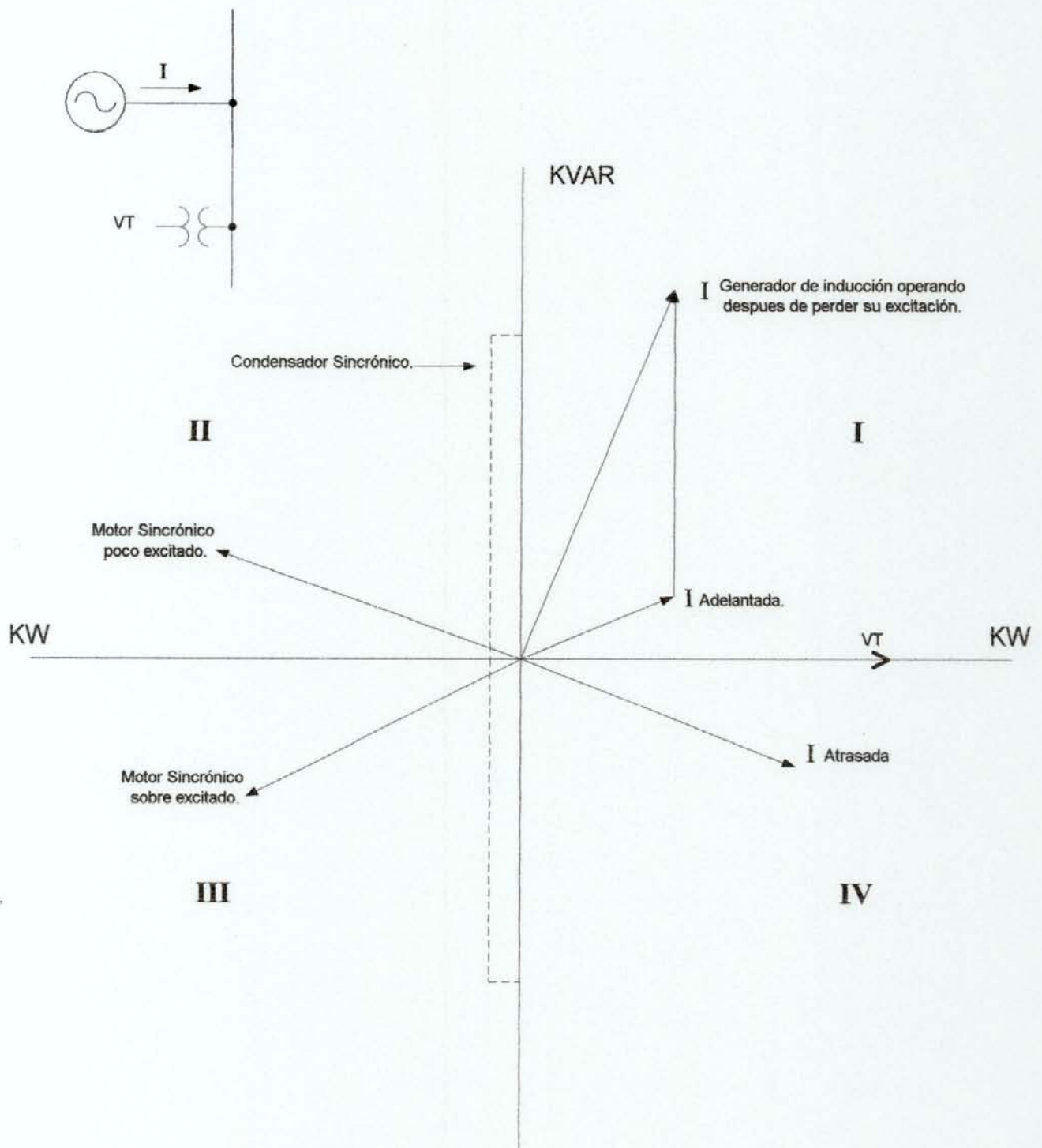


Figura 2.16 Diagrama de KW-KVAR para maquinas AC bajo varias condiciones de operación

como motor. Por lo tanto, el funcionar como motor, implica que la potencia real fluirá hacia generador, mientras que la potencia reactiva podrá ser positiva o negativa (inductiva o capacitiva). Usualmente la potencia reactiva deberá ser positiva, mientras la máquina no funcione con factor de potencia adelantado.

Cualquier relé para la detección de funcionamiento como motor, deberá ser extremadamente sensible, para detectar el primer incremento de potencia inversa.

2.2.4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE GENERADORES

Existen diversos esquemas de protección de generadores, estos están basados en varios criterios relacionados con las dimensiones del generador y su aplicación. La selección de los dispositivos de protección para generadores principales de potencia elevadas es más exigente que la selección de las protecciones de generadores de emergencia de baja capacidad.

La figura 2.17, muestra un arreglo básico de protección destinado a generadores de baja capacidad, con una sólida resistencia de aterramiento.

Uno de los criterios que se aplican en la protección de este tipo de generadores; establece que se debe utilizar el menor número de protecciones, es decir, las esenciales, que garanticen el suministro continuo de energía pese a condiciones límites en el funcionamiento del generador.

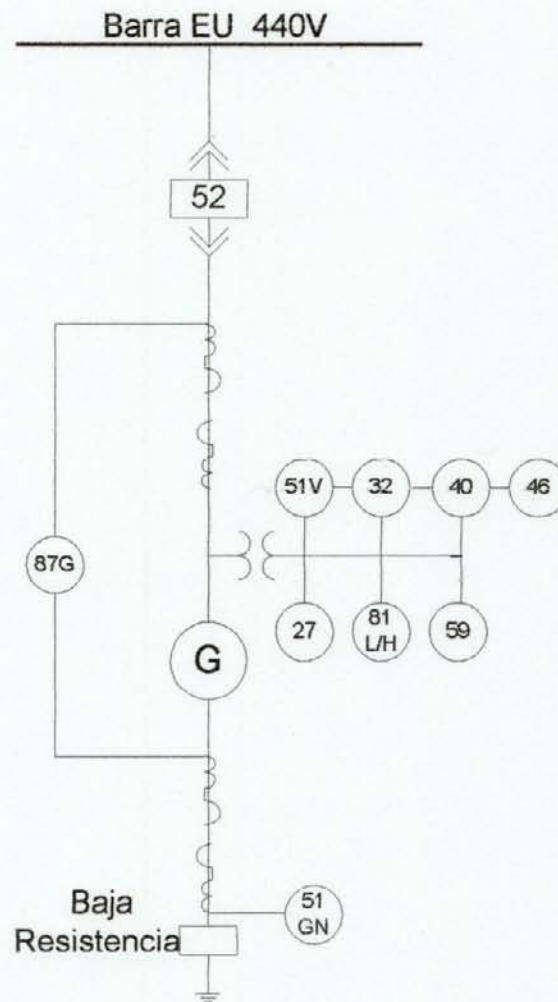


Figura 2.17 Esquema básico de protecciones de un generador

La tabla 2.1, describe la denominación de cada uno de los dispositivos de protección presentes en la figura 2.17, según la norma IEEE 242-1975.

Tabla 2.1 Denominación de los dispositivos de protección

NUMERO DE DISPOSITIVO	NOMBRE DEL DISPOSITIVO	FUNCIÓN
52	Interruptor de circuito de corriente alterna.	Utilizado para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de corriente alterna, bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falla o emergencia.
27	Relé de protección de mínima tensión.	Este dispositivo opera cuando existe un voltaje menor o igual a un valor de voltaje establecido.
32	Relé de protección de potencia inversa.	Este dispositivo opera cuando detecta un valor deseado de flujo de potencia en una dirección determinada.
40	Relé de protección de pérdida de excitación.	Este dispositivo opera cuando hay una falla o anomalía en la corriente de campo en una máquina.
46	Relé de protección de desbalance de fase.	Este dispositivo opera cuando existe desbalance de corriente o corriente que contenga secuencia negativa a un valor determinado.
51GN	Relé de protección de falla a tierra.	Este dispositivo opera cuando por el neutro circula corriente a un valor determinado.
51V	Relé de protección de sobrecorriente y voltaje restringido.	Este dispositivo opera cuando la corriente excede de un valor determinado y cuando la tensión cae por debajo de un valor prefijado.
59	Relé de protección de sobrevoltaje.	Este dispositivo opera cuando la tensión supera un valor de tensión fijada.
81L/H	Relé de protección de frecuencia.	Este dispositivo opera cuando la frecuencia es mayor o menor que un valor predeterminado.
87G	Relé de protección diferencial.	Este dispositivo opera cuando existe una diferencia de dos corrientes sobre un valor prefijado. Este puede ser de valor constante o porcentaje.

2.3 DEFINICION DE TERMINOS

- **Alarmas:** Son señalizaciones visuales o audibles que indican una falla o anomalía en un sistema.
- **Barras:** Es un punto de alimentación donde convergen más de una carga eléctrica.
- **Bomba de alimentación:** Es un dispositivo cuya función es la de impulsar el agua que se utiliza dentro del ciclo de la caldera.
- **Bomba de levantamiento de eje:** Su función es de mantener levantado el rotor del turbo generador, mediante una presión de aceite en el punto de los cojinetes.
- **Bomba de lubricación:** Su función es de mantener la lubricación en el punto de apoyo del rotor de la turbina de cada cojinete.
- **Caldera:** Su función es de producir el vapor a la presión necesaria para dar origen a una fuerza motriz que permita impulsar la turbina que conforma el turbogenerador.
- **Detector de llama:** Elementos ubicados en los quemadores de la caldera cuya función es la de verificar la existencia de llama presente durante la combustión, necesaria para producir vapor en la caldera.
- **Interruptor de potencia:** Dispositivo que tiene la finalidad de abrir o cerrar un circuito eléctrico.

- **Protección eléctrica de generador:** Impide posibles daños al generador, causados por fallas de operación, ajustados para accionar en el menor tiempo posible.
- **Servicios auxiliares:** Son todos aquellos que permiten suministrar la energía necesaria para el control, mando, señalizaciones, mediciones, de los equipos de potencia, tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente principal de energía, como en condiciones de fallas de la misma.
- **Servicios esenciales:** Son todos aquellos dispositivos que nunca deben perder su alimentación, ya que de ellos depende el buen funcionamiento del sistema.
- **Turbina:** Es un motor rotativo que utiliza la energía cinética del vapor de agua y la transforma en energía mecánica. Es impulsada por la corriente de vapor a gran presión y a alta temperatura proveniente de la caldera.
- **Turbogenerador:** Es un generador eléctrico de gran capacidad cuyo rotor es accionado por el rotor de una turbina de vapor acoplado a él.
- **Virador:** Dispositivo utilizado para mantener el rotor del turbogenerador en movimiento después que el mismo deja de ser accionado por el vapor proveniente de la caldera, con la finalidad de evitar deformaciones en el eje de origen térmico y por su propio peso.

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACION

Este proyecto es una investigación aplicada del tipo exploratoria y descriptiva guiado bajo la modalidad de proyecto factible; el cual propone opciones ideales, alternativas de cambios, dirigidos a mejorar el proceso.

El proyecto esta basado en una investigación de campo, debido a que los resultados finales dependen directamente de como se manipulen todas las variables involucradas en el proceso, las cuales se recopilaron en el mismo lugar donde se encuentran todos los equipos que intervienen de forma directa e indirecta en el proceso.

3.1.1 PROCEDIMIENTOS A SEGUIR PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

El procedimiento de los pasos a seguir para el desarrollo de este proyecto, se fundamentó principalmente en la necesidad de obtener soluciones a la problemática existente en el diesel de emergencia de la unidad 5 de Planta Centro, dicho procedimientos son enfocados de la siguiente manera:

- **FASE DE RECOPIACION DE INFORMACION:** En esta fase se recopiló toda la información teórica referente al grupo motor-generator, parte de esta información esta basada en estudios realizados anteriormente que justificaron la necesidad de implantar un nuevo sistema de control eléctrico para el grupo motor-generator, debido a la imposibilidad de operación del sistema de control original.
- **FASE DE INSPECCION VISUAL:** En esta fase se realizó la identificación y evaluación de las condiciones del grupo motor-generator y los elementos que intervienen en su funcionamiento, en los siguientes aspectos:
 - **Sistemas de control y periféricos:** En este se identificó los elementos de control, instrumentos y equipos involucrados en el sistema, así como su condiciones de funcionamiento.
 - **Sistemas auxiliares y ambientales:** Entre estos se encuentran; sistema de agua de enfriamiento, aceite, combustible, batería, tablero de control, etc.

- **FASE DE ESTUDIO FUNCIONAL:** Se realizó el estudio de funcionamiento de todo el sistema, a través de la recopilación de información ya existente para establecer las condiciones óptimas de operación. Así como el estudio de protecciones eléctricas para generador, motor diesel, controlador lógico programable, entre otros.
- **FASE DE MANTENIMIENTO Y PRUEBA DE ELEMENTOS INVOLUCRADOS:** En esta fase se llevó a cabo un plan de mantenimiento correctivo y preventivo del motor diesel, el generador, así como todos los elementos que se involucran en el proceso. Además se realizaron todas las pruebas funcionales de manera independiente del motor diesel, generador, transformadores de corriente y potencial, motor ventilador, etc.
- **FASE DE ANALISIS Y DISEÑO DE LA LOGICA FUNCIONAL:** Una vez cumplida la fase de estudio de funcionamiento del sistema, se procedió a establecer todas las condiciones o causas que pudieran dar origen a eventos determinados en función del estado de las señales de entrada.

En estos eventos se contemplan las posibilidades de arranque, parada, transferencia de interruptores y fallas de cualquier tipo.

- **FASE DE PRUEBAS FUNCIONAL:** Ya realizada y revisada la lógica de funcionamiento del sistema, se diseñó y elaboró una interfaz hombre-máquina que permite efectuar la simulación de la lógica de funcionamiento en su totalidad, para luego así poder demostrar su validez.

Esta simulación permite observar el buen funcionamiento de todos los equipos y elementos que están involucrados en el proceso, entre los cuales se encuentran; PLC, Relé numérico de protecciones, sincronizador, interruptores de transferencia de barras, etc.

- **PROPUESTA DE IMPLANTACION DEL SISTEMA DE CONTROL:** En esta fase se propone efectuar el montaje del nuevo sistema de control, considerando todos los lineamientos que se requieren par tal fin, establecidos por la empresa CADAPE, Gerencia Planta Centro.
- **PROPUESTA PARA PLANIFICACION DE MANTENIMIENTO:** Se estableció un programa de mantenimiento del sistema propuesto con el fin de garantizar el buen funcionamiento del mismo cuando así se requiera; este programa abarca desde la inspección hasta la corrección de cualquier desperfecto o avería que se presente en uno o varios de los elementos que componen al sistema, se tomaran como referencia las especificaciones y fichas técnicas de los mismos y las rutinas de mantenimiento sugeridas por el fabricante.

3.1.2 TECNICA DE RECOLECCION DE DATOS

Para obtener las informaciones o datos que permitieron llevar a cabo el desarrollo del proyecto se utilizaron las observaciones directas. Con esta técnica de recolección de datos la información recabada se obtuvo en el lugar donde se presenta la problemática (en el campo), y es el mismo lugar donde se pretende implantar las correcciones y modificaciones necesarias que garantice un optimo funcionamiento del nuevo sistema de control.

Otra técnica para la recolección de datos utilizada fueron las entrevistas realizadas al personal profesional y técnico que están directamente relacionados con el proceso, a través de los cuales se obtuvo mucha información importante y se determinaron las principales características del problema a resolver.

3.1.3 TECNICA DE ANALISIS DE DATOS

Una vez culminado el estudio y análisis de las variables de campo se realizó una lista tabulada de clasificación y codificación de las variables de entrada y salida del proceso, con las variables de entrada y salida identificada se diseñó la lógica funcional del proceso completo, para luego realizar la traducción de la lógica para la programación del PLC. Así mismo, una vez obtenido los parámetros y característica del generador se realizó la programación del relé numérico de protección del mismo.

3.2 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

3.2.1 SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA UNIDAD 5

El sistema de servicios auxiliares de la unidad 5 de planta centro se muestra en la figura 3.1, está constituido por un conjunto de equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la misma, para estos equipos es indispensable la continuidad en la alimentación de energía. Este sistema ha sido diseñado para satisfacer los requerimientos relacionados con las características y operación de las cargas propias de la unidad, entre los requerimientos se pueden mencionar:

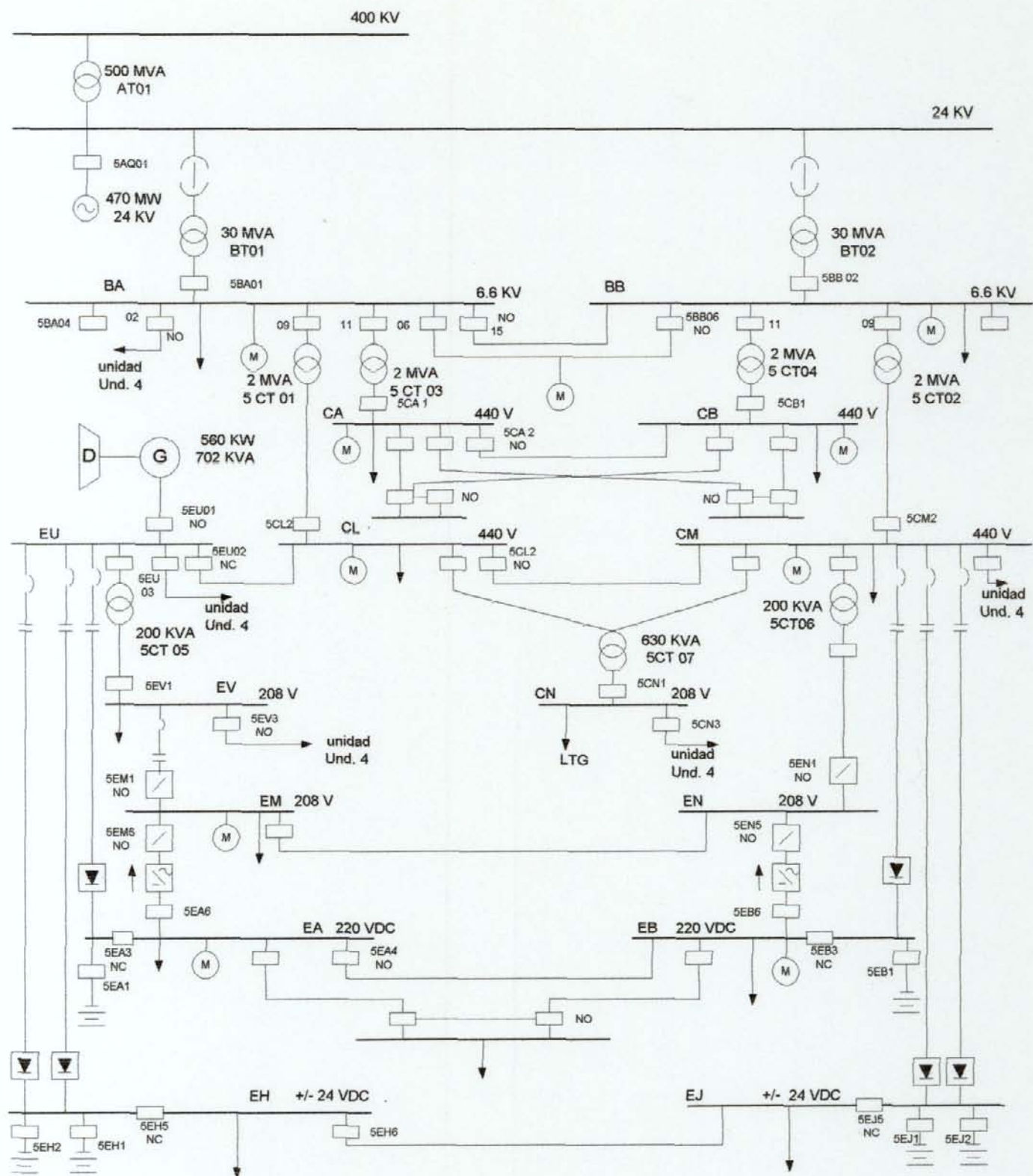


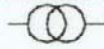












Figura 3.1 Diagrama general del sistema de los servicios auxiliares, Unidad 5

3.1 Leyenda del diagrama general de los servicios auxil

SÍMBOLO	LEYENDA
	Barra trifásica
	Generador principal
	Transformador de potencia
	Interruptor de potencia
	Arrancadores (contactores)
	Interruptores estáticos
	Inversores estáticos (Vdc -> Vac)
	Rectificador (cargadores de baterías)
	Banco de baterías
	Motores
	Interruptores termomagnéticos
	Motor diesel
	Generador acoplado a motor diesel

- El sistema debe soportar el arranque directo de grandes motores de inducción a un voltaje no menor del 80% del voltaje nominal.
- El voltaje en el resto del sistema no debe estar por debajo del 70% del nominal durante el arranque de los grandes motores.
- Cuando ocurra una falla externa, después de solventarla los motores deben recuperar su condición nominal de operación.
- Las cargas deben mantenerse en servicio aun cuando exista una caída de tensión temporal del 30% o menos del voltaje nominal.
- El sistema de distribución ha sido diseñado para una sola contingencia y es capaz de operar a plena capacidad si cualquiera de sus fuentes o de sus transformadores principales sale fuera de servicio.

3.2.2 ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución para los servicios auxiliares de la unidad 5 de Planta Centro realiza su función de alimentar a todos los equipos eléctricos de la misma a través de varios niveles de tensión que conforman varios sub sistemas, los cuales se indican a continuación:

- Nivel de 24 KV AC, Voltaje de salida del generador principal de la unidad.

- Nivel de 6.6 KV AC, Alimentación de los motores de planta, de potencia igual o mayor a 200 KVA.
- Nivel de 440 V AC, Alimentación de motores de planta de potencia menor de 200 KVA.
- Nivel de 208/120 V AC, Alimentación de tableros de iluminación, motores de 208 V y otras cargas.
- Nivel de 220 V DC, Alimentación de motores y equipos pertenecientes a los servicios esenciales y equipos de control.
- Nivel de +24 y - 24 V DC, Alimentación de los equipos de control.

La forma en que se alimentan las barras del sistema de servicios auxiliares de la unidad 5 es de tipo secundario selectivo, ya que están alimentadas a través de dos transformadores principales en forma independiente, las barras de alta tensión están conectadas entre si por medio de un interruptor de enlace que esta normalmente abierto en condiciones normales de operación.

Todas las sub estaciones, centros de control de motores y tableros de la unidad tienen la posibilidad de ser alimentadas desde dos o mas fuentes. Esto es posible ya que entre todos los sub sistemas existen equipos de transferencia automática que permiten la transferencia de carga de un sub sistema a otro. Adicionalmente la unidad puede recibir o suministrar cierta cantidad de potencia a cualquiera de las otras unidades por medio de un sistema de interconexión entre todas las unidades. La mayoría de las barras del esquema en cualquier nivel de tensión cuenta con protecciones de baja tensión.

A continuación se describen detalladamente los sub sistemas de alimentación relacionados con el esquema de distribución de los servicios auxiliares:

3.2.2.1 NIVEL DE 24 KV AC

Este nivel esta conformado por el generador principal de la unidad, cuya salida se lleva al transformador principal AT01 de 500 MVA, quien se encarga de elevar el nivel de tensión a 400 KV y lo transmite al sistema nacional interconectado. Cuando el generador no esta conectado, el AT01 funciona como reductor, ya que toma potencia de la red y la suministra a la unidad, esto se denomina alimentación de punta. En un punto de 24 KV se derivan dos circuitos que alimentan a los transformadores BT01 y BT02 de 30 MVA cada uno, estos bajan el nivel de tensión a 6.6 KV.

3.2.2.2 NIVEL DE 6.6 KV AC

Esta conformado por dos barras denominadas BA y BB, las cuales reciben su alimentación de los transformadores de servicio BT01 y BT02 respectivamente y alimenta principalmente a los motores de potencia superior a 200 KW.

Dado que el consumo total de la unidad es de 30 MVA y cada barra está alimentada por un transformador de esta capacidad, existe la posibilidad de alimentar el sub sistema de 6.6 KV a través de un solo transformador por medio del sistema de transferencia.

Las barras están enlazadas por medio de un interruptor denominado BA15, que en condiciones normales de servicio se encuentra abierto; el BA15 posee un enclavamiento que impide su cierre si los interruptores BA01 y BB02 están cerrados, ver figura 3.2. Estas barras pueden ser alimentadas del interruptor de enlace en caso de fallas o mantenimiento del BT01 o BT02. La operación de enlace puede realizarse de manera automática o manual para mayor seguridad y es recomendable que se lleve a cabo en vacío.

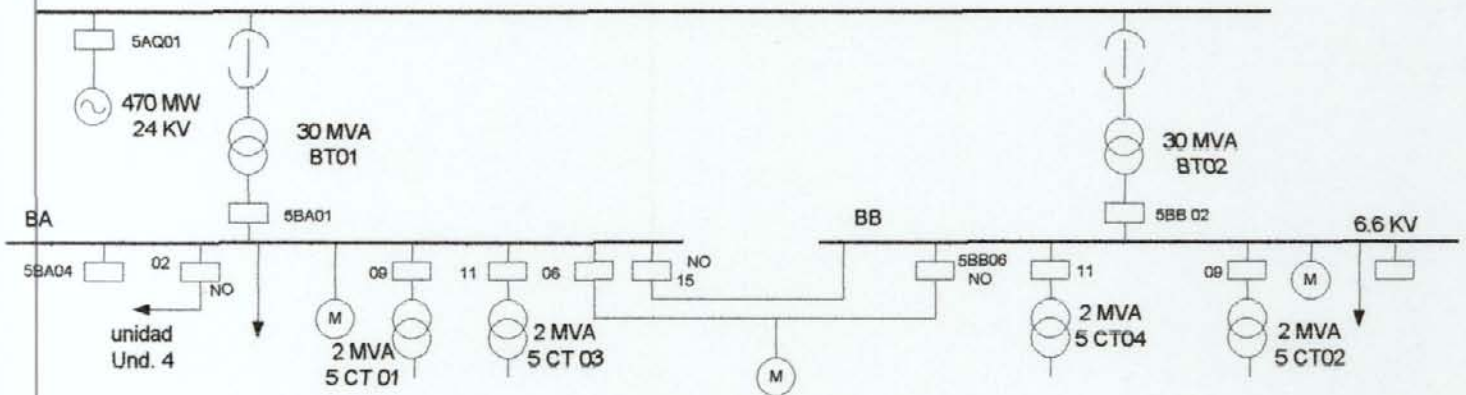


Figura 3.2 Diagrama esquemático del nivel 6.6 KV AC

3.2.2.3 NIVEL DE 440 V AC

Esta integrado por cinco barras denominadas CA, CB, CL, CM y EU, están alimentadas desde las barras de 6.6 KV (BA y BB) a través de los transformadores de 2 MVA, 6.6KV / 460V, que son conocidos como CT01,CT02, CT03 y CT04; este nivel se muestra detalladamente en la figura 3.3.

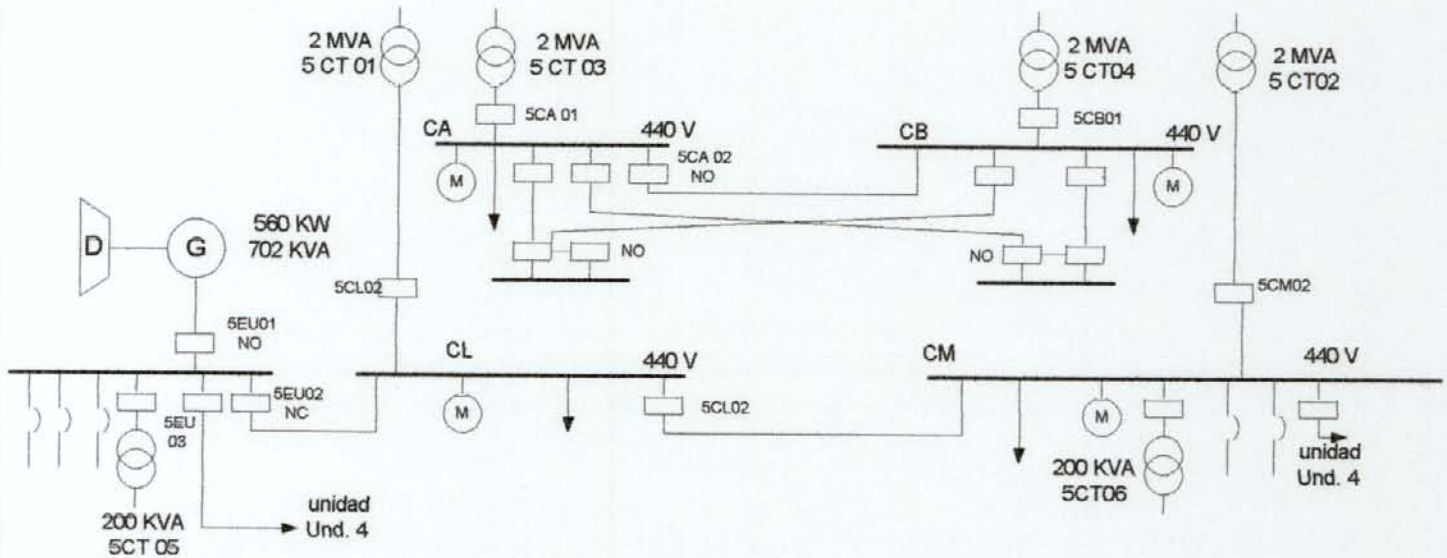


Figura 3.3 Diagrama esquemático del nivel 440 V AC

Las barras CA y CB son alimentadas desde los transformadores CT03 y CT04 respectivamente, dichas barras suministran energía a las cargas auxiliares asociadas al turbogenerador y a la caldera, estas barras están enlazadas entre si por medio del interruptor BA15, que esta abierto en condiciones normales de servicio.

Por su parte las barras CL y CM son alimentadas desde los transformadores CT01 y CT02 respectivamente, estas suministran energía a las cargas esenciales de la unidad, incluyendo iluminación, aire acondicionado y los cargadores de batería (rectificadores) de 220 V DC y ± 24 V DC; las barras CL y CM se encuentran interconectadas por medio del interruptor CL2, normalmente abierto, mientras que la barra CL y la barra EU están enlazadas por medio del interruptor EU2, normalmente cerrado.

En este nivel de tensión se dispone de un generador diesel de emergencia que puede suministrar energía a la barra EU cuando existe una pérdida de potencia en la fuente principal, con esto se logra alimentar a los servicios esenciales y de emergencia, cuando la unidad este fuera de servicio lo que incrementa el nivel de seguridad y confiabilidad. Cabe destacar que existe la posibilidad de interconectar la barra EU de la unidad 5 con la barra CM de la unidad 4. La características del diesel de emergencia de la unidad 5, se indica en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Características del Grupo Motor Generador de emergencia de la unidad 5.

MARCA	MOTOR: MTU GENERADOR: DALE ELECTRIC 8000
TENSIÓN	460 V AC
CORRIENTE	880 A
POTENCIA	702 KVA
VELOCIDAD	1800 RPM
FACTOR DE POTENCIA	0.8

3.2.2.4 NIVEL DE 208/120 V AC

El diagrama unifilar de este nivel puede apreciarse en la figura 3.4. Se divide en tres grupos de barras alimentando a las cargas de iluminación general de la unidad, iluminación esencial y cargas ininterrumpibles. Este sub sistema esta conformado por cuatro barras denominadas EV, CN, EM y EN.

Las barras EV y CN están ubicadas junto con el resto de equipos de corriente alterna La barra EV es alimentada desde la barra EU a través del transformador CT05 de 200 KVA, 440 /

220 V. La barra CN puede ser alimentada desde la barra CM o desde la barra CL a través del transformador CT07 de 630 KVA, 440 / 220 V el cual en condiciones normales de servicio esta desconectado de la barra CL.

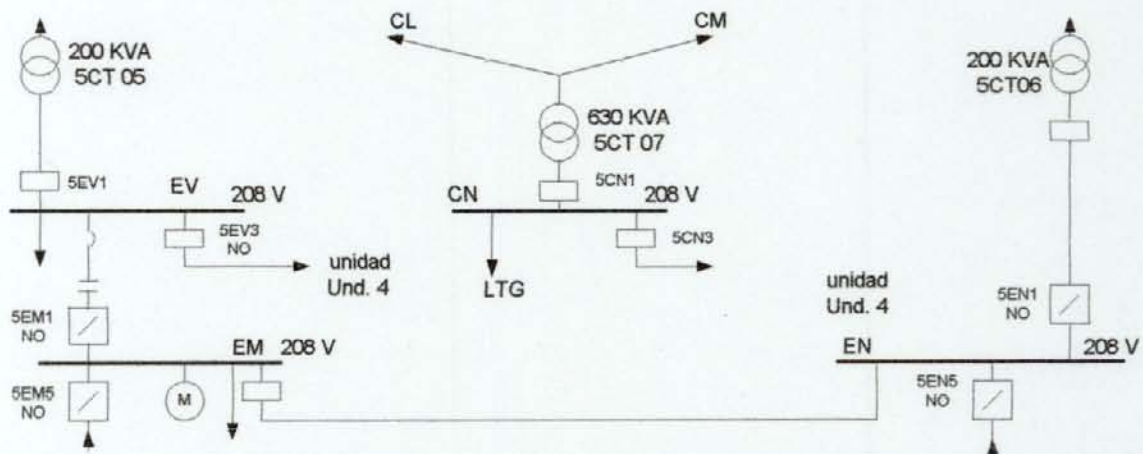


Figura 3.4 Diagrama esquemático del nivel 208/120 V AC

Las barra EM y EN son alimentadas principalmente desde la barras EA y EB respectivamente en 220 V DC a través de los inversores estáticos, estos son elementos que convierten corriente continua en corriente alterna. Adicionalmente las barras EM y EN cuentan con una alimentación de respaldo desde las barras EV y CM respectivamente, La barra EV suministra en 208 V AC y la barra CM en 220 V AC desde el transformador CT06 de 200 KVA, 440 / 220 V.

Las barras EM y EN pertenecen al sistema ininterrumpido de potencia conocido como UPS (Uninterruptible Power Supply). El sistema UPS suministra alimentación eléctrica a los equipos esenciales y de emergencia aun en el caso de que la unidad este fuera de servicio; este sistema tiene altos niveles de seguridad y confiabilidad.

El sistema UPS esta constituido por paneles de distribución de fuentes duplicadas en niveles de 208 / 120 V AC, 220 V DC, +24 y -24 V DC conformados por cargadores de baterías, inversores e interruptores estáticos de transferencia.

3.2.2.5 NIVEL DE 220 V DC

Este nivel esta conformado por dos barras independientes denominadas EA y EB; estas tienen la particularidad de poder enlazarse manualmente entre si. Estas barras están alimentadas respectivamente desde las barras EU y CM de 440 V AC por medio de unos rectificadores trifásicos, ver figura 3.5.

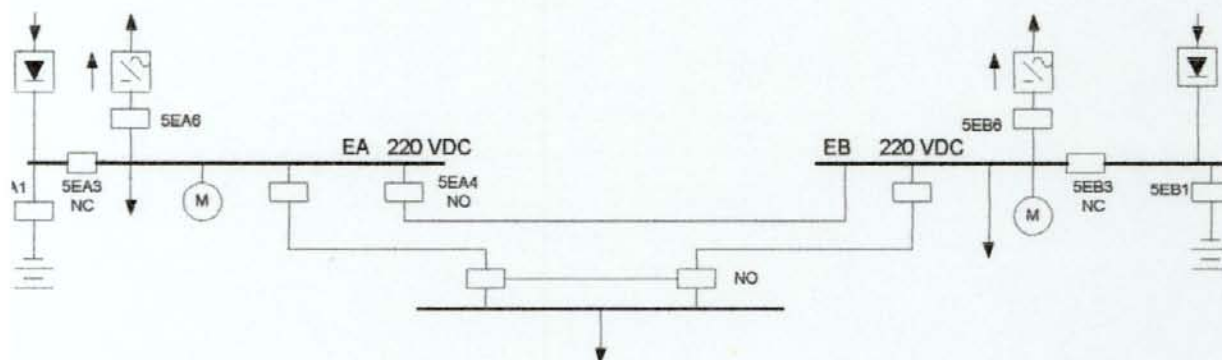


Figura 3.5 Diagrama esquemático del nivel 220 V DC

El nivel de 220 V DC alimenta a los circuitos de control de los interruptores automáticos, válvulas solenoides, motores de corriente continua e iluminación de emergencia.

3.2.2.6 NIVEL DE +24 Y - 24 V DC

El nivel de +24 y - 24 V DC esta conformado por dos estructuras conocidas como EH y EJ y que están destinadas a suministrar energía a los sistemas de control e instrumentación; cada una de estas estructuras posee tres barras con niveles de tensión de +24 V DC, - 24 V DC y ± 0 V DC.

La barra de ± 0 V DC esta sólidamente aterrada y constituye el voltaje de referencia para las tensiones de los sistemas de control de la unidad.

La estructura EH y EJ están alimentadas por dos rectificadores trifásicos cada una, estos rectificadores están ubicados en los centros de control de motores de las barras EU y CM respectivamente, ver figura 3.6. Las de +24 y - 24 V DC contienen un panel de distribución y cada una tiene asociado un banco de baterías.

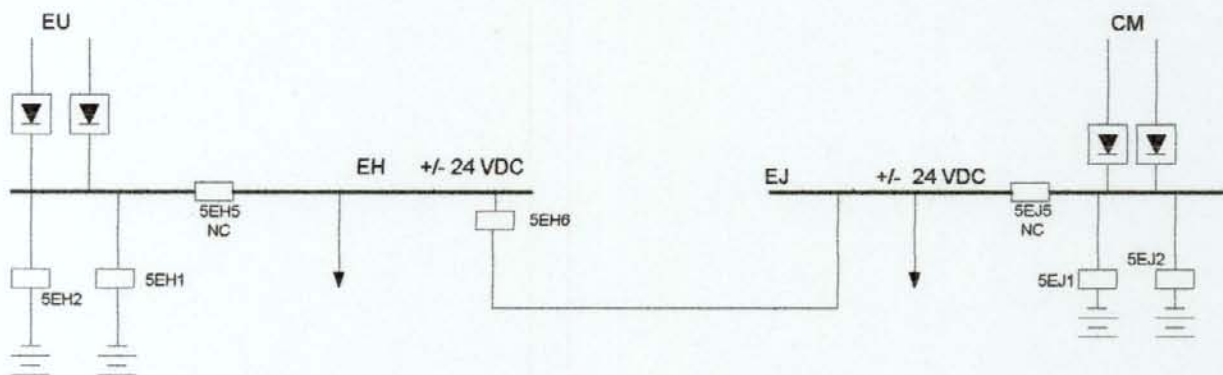


Figura 3.6 Diagrama esquemático del nivel +/- 24 V DC

3.3 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL DIESEL DE EMERGENCIA Y TRANSFERENCIA DE INTERRUPTORES

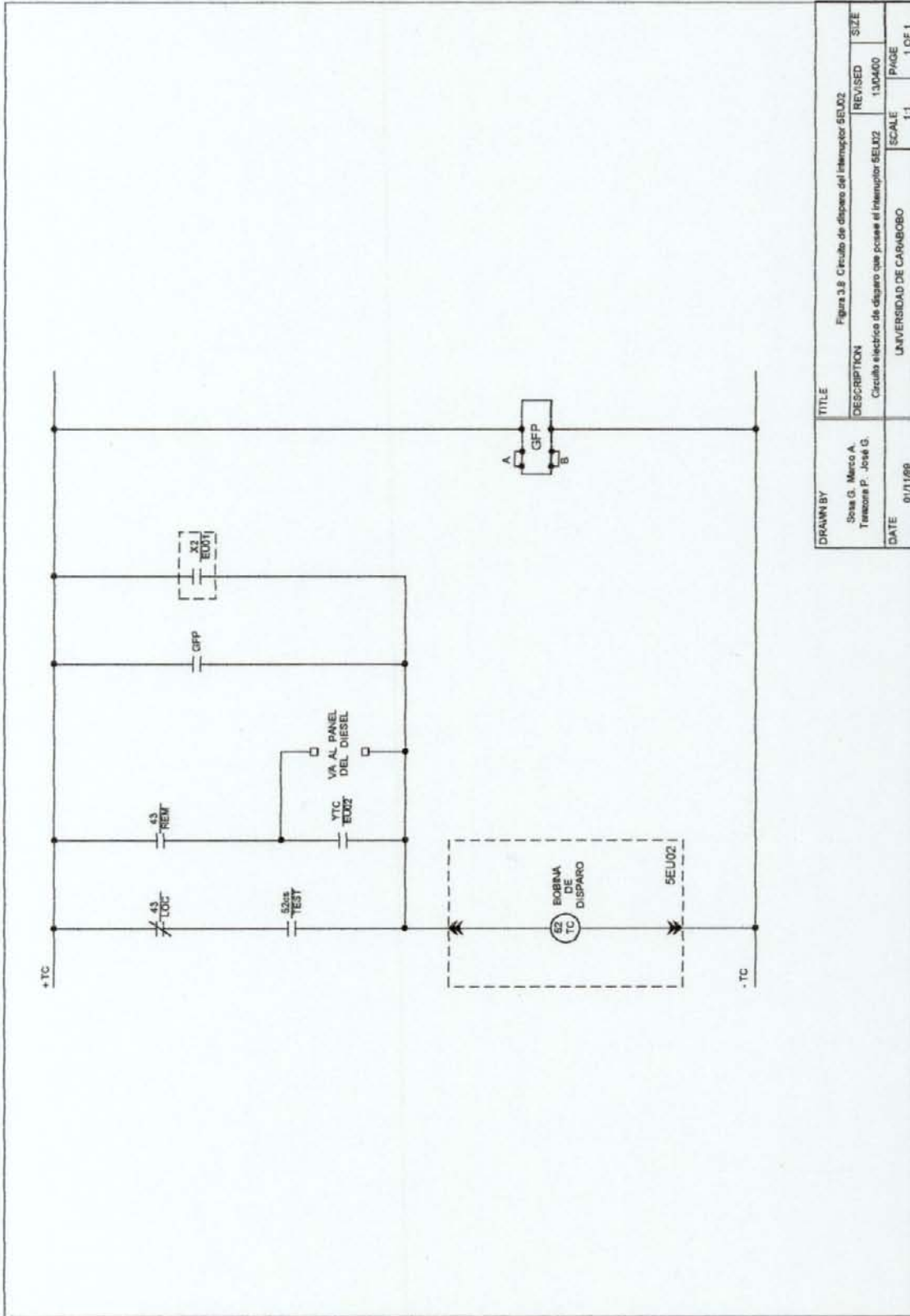
3.3.1 ARRANQUE DEL MOTOR DIESEL

El arranque del diesel de emergencia puede realizarse en automático o manual, dependiendo de la posición del selector de modo de arranque.

3.3.1.1 ARRANQUE AUTOMÁTICO

El arranque automático ocurre cuando se cumplen cada una de las siguientes condiciones:

- a. Cuando existe una condición de mínima tensión en la barra CL y CM o en la barra EU, es decir, cuando la tensión cae a un valor menor o igual al 30% de la tensión nominal. La condición de mínima tensión es detectada por un relé de bajo voltaje ubicado en la barra donde sucede la falla, este relé activa un temporizador que demora las acciones, en espera de un posible restablecimiento de la tensión a un valor mayor o igual al 90% del voltaje nominal. En caso de no ocurrir dicho restablecimiento, el temporizador energiza al relé X2 el cual realizará el disparo del interruptor 5EU02 y envía una señal para iniciar el arranque del diesel. El temporizador y el relé X2 se encuentra ubicado en el circuito de cierre del interruptor 5EU01 y el contacto del relé X2 se encuentra en el circuito de disparo del interruptor 5EU02. Ver figura 3.7 y figura 3.8.



DRAWN BY	TITLE		
Jose G. Marco A. Teneora P. - José G.	Figura 3.8 Circuito de disparo del interruptor SELJ02		
DATE	REVISION	SCALE	SIZE
01/11/86	1300400	1:1	1 OF 1
UNIVERSIDAD DE CARABOBO			

DESCRIPTION	REVISION	SCALE	SIZE
Circuito electrónico de disparo que posee el interruptor SELJ02	1300400	1:1	1 OF 1
UNIVERSIDAD DE CARABOBO			

b. No debe existir ninguna condición de falla tanto eléctrica como mecánica en el grupo motor generador. Se entiende como falla eléctrica cualquier condición anormal en el funcionamiento eléctrico del generador, que ameriten un disparo del interruptor 5EU01 o una alarma. Estas pueden ser las siguientes:

- Falla en los devanados.
- Falla de sobre carga.
- Falla de sobre velocidad.
- Falla de voltaje y frecuencia anormales.
- Falla por perdida de excitación.
- Funcionamiento como motor.

Las fallas mecánicas son todas aquellas que están asociadas al funcionamiento del motor diesel. Estas son las siguientes:

- Baja presión de aceite.
- Bajo nivel de combustible.
- Alta temperatura del refrigerante.
- Sobre y baja tensión en las baterías, etc.

c. Los interruptores 5EU01, 5EU03 y 4EU03A deben estar abiertos. Ver figura 3.9.

d. El selector de arranque debe estar en la posición de arranque automático.

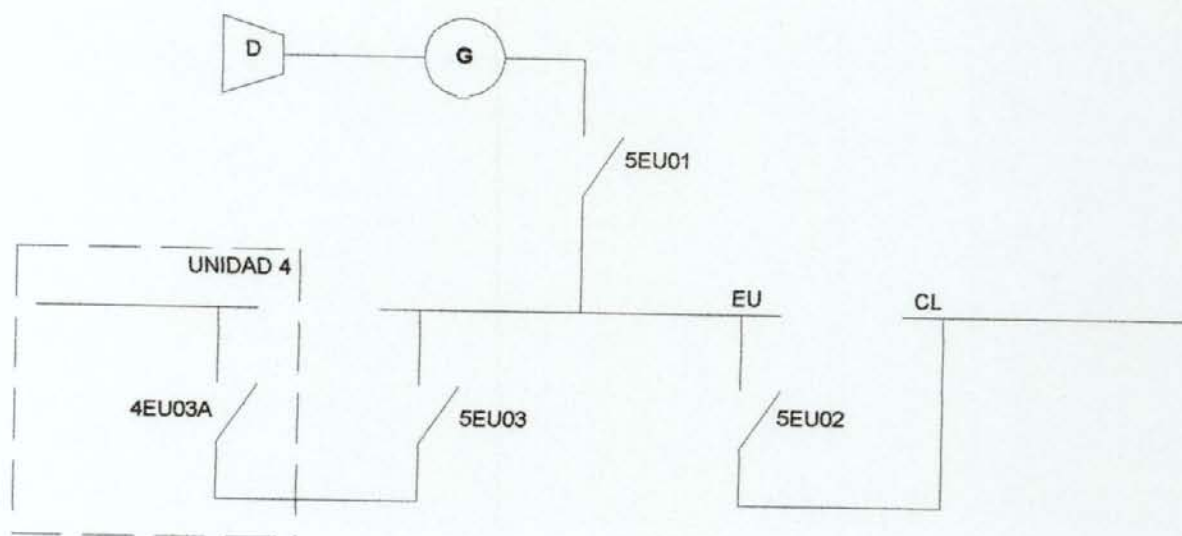


Figura 3.9 Diagrama Unifilar del sistema

e. No debe estar accionado el botón de parada de emergencia (stop).

La figura 3.10, muestra un diagrama de condiciones de arranque automático.

3.3.1.2 ARRANQUE MANUAL

El arranque manual puede utilizarse cuando exista condición de mínima tensión en la barra EU o para realizar pruebas al grupo motor generador y/o a los interruptores de barra. Este arranque puede realizarse Local (desde la sala Diesel) o Remoto (desde la sala de Control).

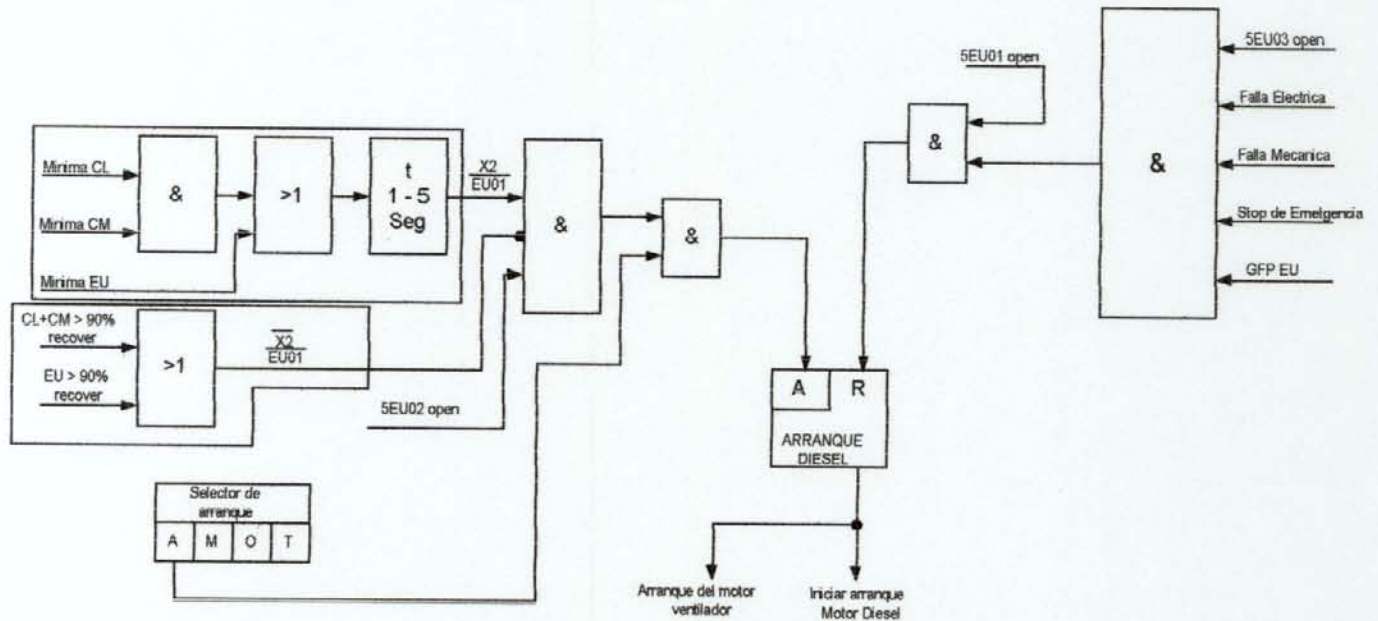


Figura 3.10 Diagrama de condición de arranque en automático

Para esta modalidad de arranque se deben cumplir cada una de las siguientes condiciones:

- El selector local – remoto debe estar en la posición local o remoto, dependiendo del modo de arranque seleccionado.
- El selector de arranque debe estar en la posición manual.
- No debe existir condición de falla eléctrica ni falla mecánica.
- El interruptor 5EU01 debe estar abierto.
- No debe estar presionado el botón de parada de emergencia.

- f. Debe pulsarse el botón de permisivo y luego el botón de arranque (start), ubicado en sala diesel o sala de control dependiendo del lugar donde se este realizando el arranque.

La figura 3.11, muestra un diagrama de condiciones de arranque manual:

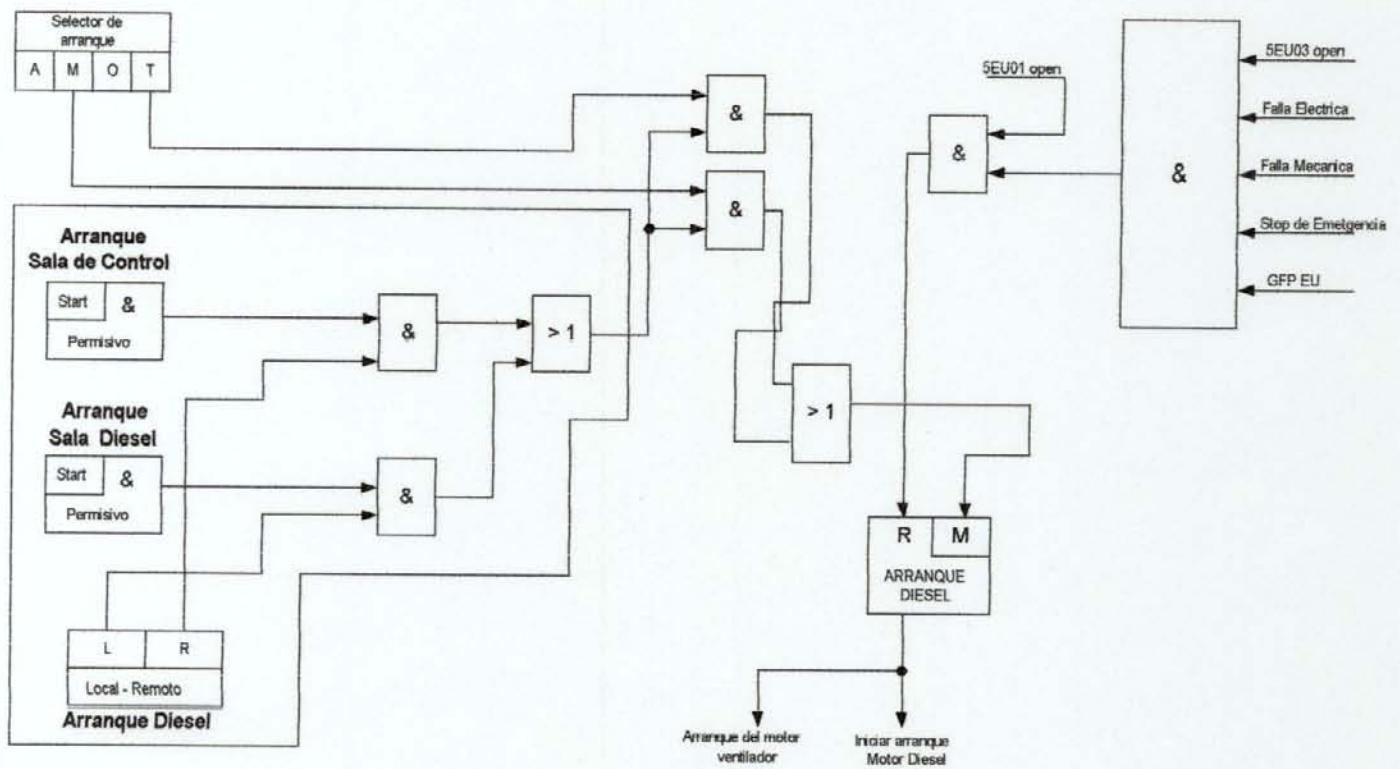


Figura 3.11 Diagrama de condición de arranque en manual - local

3.3.2 SINCRONIZACIÓN

La sincronización se obtiene con el cierre del interruptor 5EU01, siempre y cuando las condiciones de tensión frecuencia y fase lo permitan. Las condiciones de sincronización son vigiladas por medio de un sincronizador, el cual tendrá a su salida una señal, indicando que esta presente la condición de sincronización.

En esta aplicación la sincronización se realiza de forma manual, o sea que las variaciones de tensión frecuencia y fase se realizan manualmente, ya sea desde la propia sala diesel (Local) o desde la sala de control (Remoto).

3.3.3 CIERRE DEL INTERRUPTOR 5EU01

El cierre del interruptor 5EU01 se realiza cuando existe condición de mínima tensión en la barra EU y el grupo motor generador esta en funcionamiento, para así poder suplir de energía a la barra EU. Otra condición para el cierre del interruptor 5EU01 es cuando se esta en modo Test (modo de prueba) y se desee sincronizar el generador con la barra CL. Este ultimo caso no es muy aplicable debido a que se estará exponiendo a un gran riesgo el grupo motor generador.

El cierre del interruptor 5EU01 se puede realizar de forma manual, modo test y automático.

3.3.3.1 CIERRE DEL INTERRUPTOR 5EU01 DE FORMA MANUAL (LOCAL – REMOTO)

Para el cierre del interruptor 5EU01 de forma manual, se deben cumplir cada una de las siguientes condiciones:

- a. El selector de cierre de 5EU01 (local – remoto) debe estar en la posición local o remoto dependiendo de donde se desee cerrar el interruptor.
- b. El selector de arranque del grupo debe estar en la posición manual.
- c. El generador debe haber alcanzado el 90% de la tensión nominal.
- d. El interruptor 5EU2 debe estar abierto.
- e. No debe estar presionado el botón de parada de emergencia.
- f. No debe haber presencia de fallas mecánicas ni eléctricas.
- g. No debe existir condición de falla a tierra en la barra EU.
- h. El interruptor 5EU3 debe estar abierto.

3.3.3.2 CIERRE DEL INTERRUPTOR 5EU01 EN MODO TEST (LOCAL – REMOTO)

Para el cierre del interruptor 5EU01 en esta modalidad, se deben cumplir cada una de las siguientes condiciones:

- a. El selector de cierre de 5EU01 (local – remoto) debe estar en la posición local o remoto dependiendo de donde se desee cerrar el interruptor.
- b. El selector de arranque del grupo debe estar en la posición test.
- c. El generador debe haber alcanzado el 90% de la tensión nominal.
- d. El interruptor 5EU2 debe estar cerrado.
- e. Debe existir condición de sincronización.
- f. El interruptor 5EU3 debe estar abierto.

3.3.3.3 CIERRE DEL INTERRUPTOR 5EU01 EN AUTOMÁTICO

Para el cierre del interruptor 5EU01 de forma automático, se deben cumplir cada una de las siguientes condiciones:

- a. Debe existir condición de mínima tensión en barra.

- b. El selector de arranque debe estar en la posición automático.
- c. El generador debe haber alcanzado el 90% de la tensión nominal.
- d. No debe estar presionado el botón de parada de emergencia.
- e. No debe haber presencia de fallas mecánicas ni eléctricas.
- f. No debe existir condición de falla a tierra en la barra EU (GFP).
- g. Los interruptores 5EU03 y 5EU02 deben estar abiertos.

La figura 3.12, muestra un esquema de las condiciones de cierre del interruptor 5EU01.

3.3.4 PARADA DEL MOTOR DIESEL

Una parada del motor diesel se realiza de dos forma, las cuales se presentan a continuación:

3.3.4.1 PARADA AUTOMÁTICO

Una parada en automático ocurre cuando se abre o dispara el interruptor 5EU01 o cuando existe un cierre automático del interruptor 5EU03. Entiéndase por disparo del interruptor a la

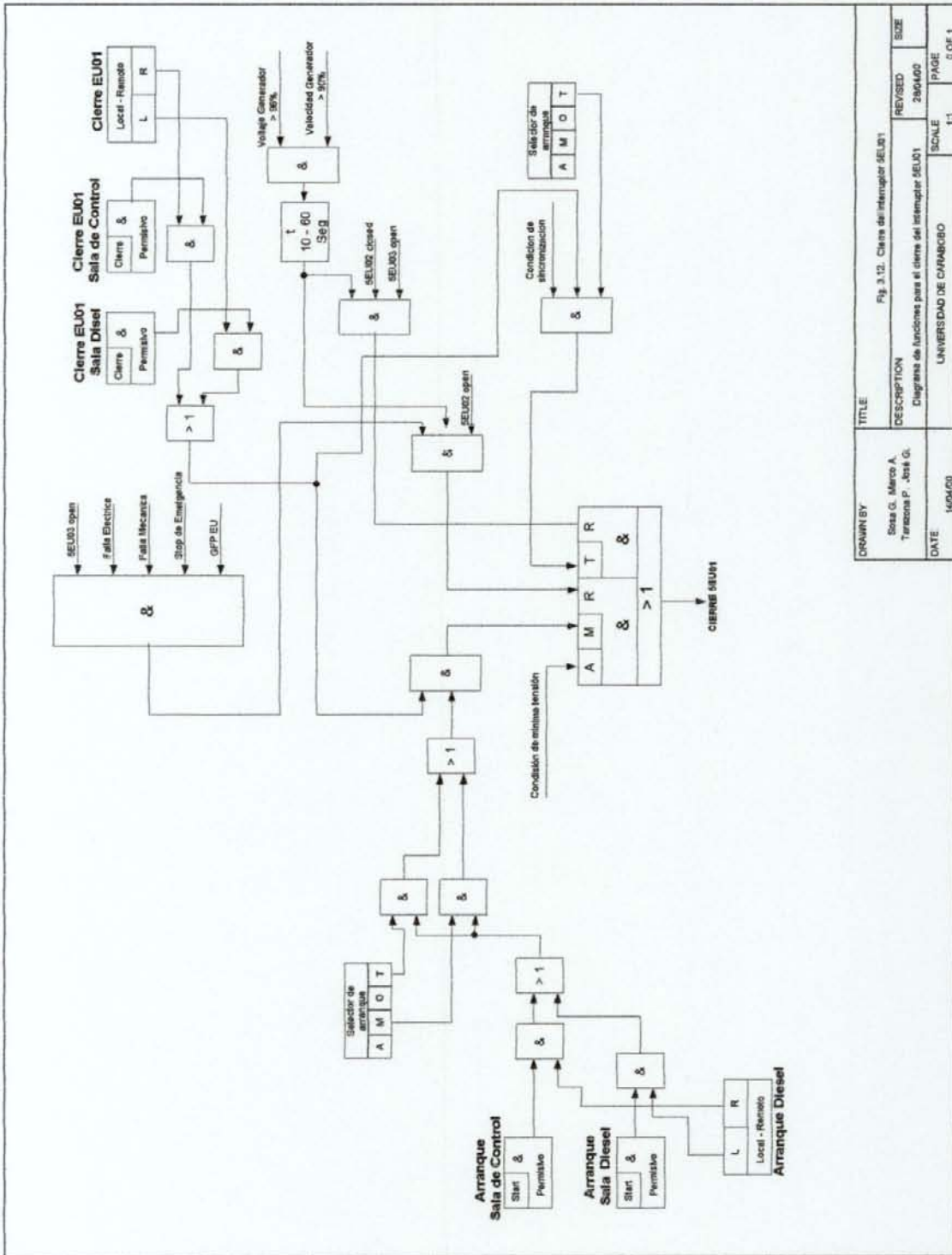


Fig. 3.12. Cierre del interruptor SEU01
 Diagrama de funciones para el cierre del interruptor SEU01

DESIGNED BY	TITLE	REVISED	SIZE
Sosa G. Marco A. Toranzo P. Jose G.	Fig. 3.12. Cierre del interruptor SEU01 Diagrama de funciones para el cierre del interruptor SEU01	290400	
DATE	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	SCALE	PAGE
14/04/00		1:1	0 OF 1

apertura del mismo, como consecuencia de una falla ocurrida en barra, en el generador, en el motor diesel o por pulsación de un stop de emergencia.

3.3.4.2 PARADA MANUAL

La parada en manual pueden realizarse de forma local o remoto, dependiendo del lugar donde de desee realizar la parada del motor diesel.

Para este tipo de parada se deben cumplir las siguientes condiciones:

- a. El interruptor 5EU02 debe estar cerrado.
- b. El selector local – remoto debe estar en la posición local o remoto, dependiendo de donde se realizará la parada del motor.
- c. Debe pulsarse el botón de permisivo y luego el botón de parada.

3.3.5 DISPARO Y APERTURA DEL INTERRUPTOR 5EU01

El disparo del interruptor 5EU01 ocurre cuando existe alguna de las siguientes condiciones:

- a. Si ocurre un disparo del relé numérico de protección del generador. (cuando ocurra un disparo por falla eléctrica del generador).
- b. Si ocurre una falla mecánica en el motor diesel.
- c. Cuando se da una orden de parada de emergencia del diesel.
- d. Cuando exista una falla de tierra en la barra EU.

Un disparo del interruptor 5EU01 ocurre cuando se cumplan cada una de las siguientes condiciones:

- a. Esperar señal de sincronización y cerrar el interruptor 5EU02.
- b. Pulsar el selector de apertura del interruptor 5EU01 desde sala diesel o sala de control, dependiendo del lugar donde se desee realizar la apertura del interruptor.

3.3.6 INTERCONEXIÓN

La interconexión ocurre con el cierre automático del interruptor 5EU03, con las dos condiciones siguiente:

- a. Cuando ocurre una condición de mínima tensión en la barra CL y CM o en la barra EU, los interruptores 5EU01, 5EU02, 5EU03 y 4EU03A estén abiertos y el selector de arranque del diesel este en la posición fuera de servicio (Out).
- b. Cuando ocurre una condición de mínima tensión en las barras CL y CM o en la barra EU, el interruptor de arranque en automático y se da la orden de arranque al diesel. Si después de un tiempo (tiempo de disturbancia del diesel) el diesel no alcanza el 90% de la tensión nominal, no se cierra el interruptor 5EU01, el interruptor 5EU02 permanece abierto, no existe falla a tierra en la barra EU, entonces se envía la orden de cierre del interruptor 5EU03, realizándose de esta manera la interconexión.

La figura 3.13, muestra un diagrama de funciones de todo el sistema, en donde se consideran todas las condiciones que garantizan el buen funcionamiento del diesel de emergencia y transferencia de barras.

3.4 EQUIPOS Y RECURSOS UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO

3.4.1 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (ALLEN-BRADLEY) MICROLOGIX 1000

El Micrologix 1000 es un PLC compacto de 32 E/S, específicamente 20 entradas discretas y 12 salidas a relé, su alimentación de control es de 24 Voltios de corriente continua. La figura 3.14, muestra una vista del controlador Micrologix 1000 de Allen - Bradley.



Figura 3.14 Vista del controlador Micrologix 1000 de Allen – Bradley.

La figura 3.15, muestra las dimensiones del Micrologix 1000 y en el anexo A se presenta un resumen de sus especificaciones generales.

Básicamente el Micrologix 1000 presenta una configuración interna similar a la que se muestra en la figura 3.16; el controlador esta conformado por la fuente de alimentación, la unidad central de procesamiento (CPU), entradas y salidas. El CPU esta conformado a su vez por el procesador y el área de memoria donde se almacenan los datos y las instrucciones del programa de usuario. A las entradas pueden conectarse dispositivos tales como pulsadores, sensores inductivos e interruptores de final de carrera, mientras que a la salidas pueden conectarse arrancadores de motores, relés y luces de indicación. Para el modelo de PLC en cuestión los niveles de alimentación de los dispositivos de entrada y salida deben ser de 24 Voltios de corriente continua. Las entradas pueden conectarse en configuración drenaje o fuente.

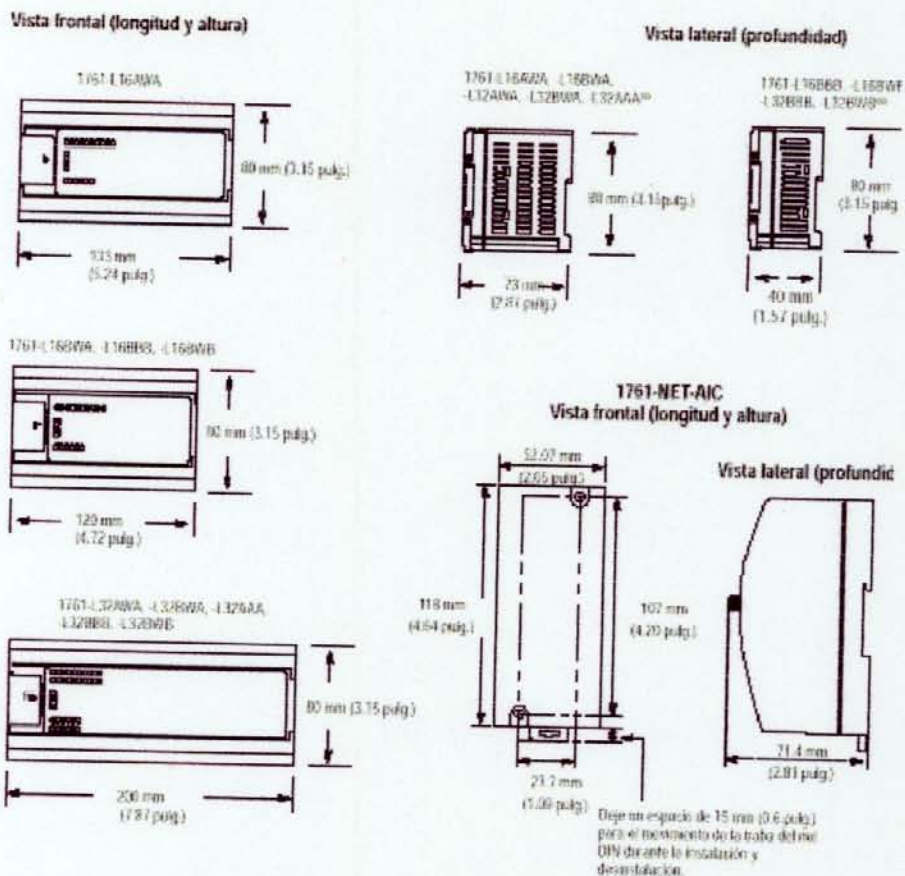


Figura 3.15 Dimensiones del Micrologix 1000.

Los programas lógicos de aplicación están basados en diagramas eléctricos de escalera. Para elaborar aplicaciones o programas lógicos a ser ejecutados por el Micrologix 1000 se requiere de un programador manual o de un computador donde pueda ejecutarse el programa llamado Ladder Logistic Versión 8.17 o superior, este programa es fabricado por Rockwell Automation y solo puede ejecutarse bajo sistema operativo Microsoft Disk Operating System (MS-DOS), ver figura 3.17.

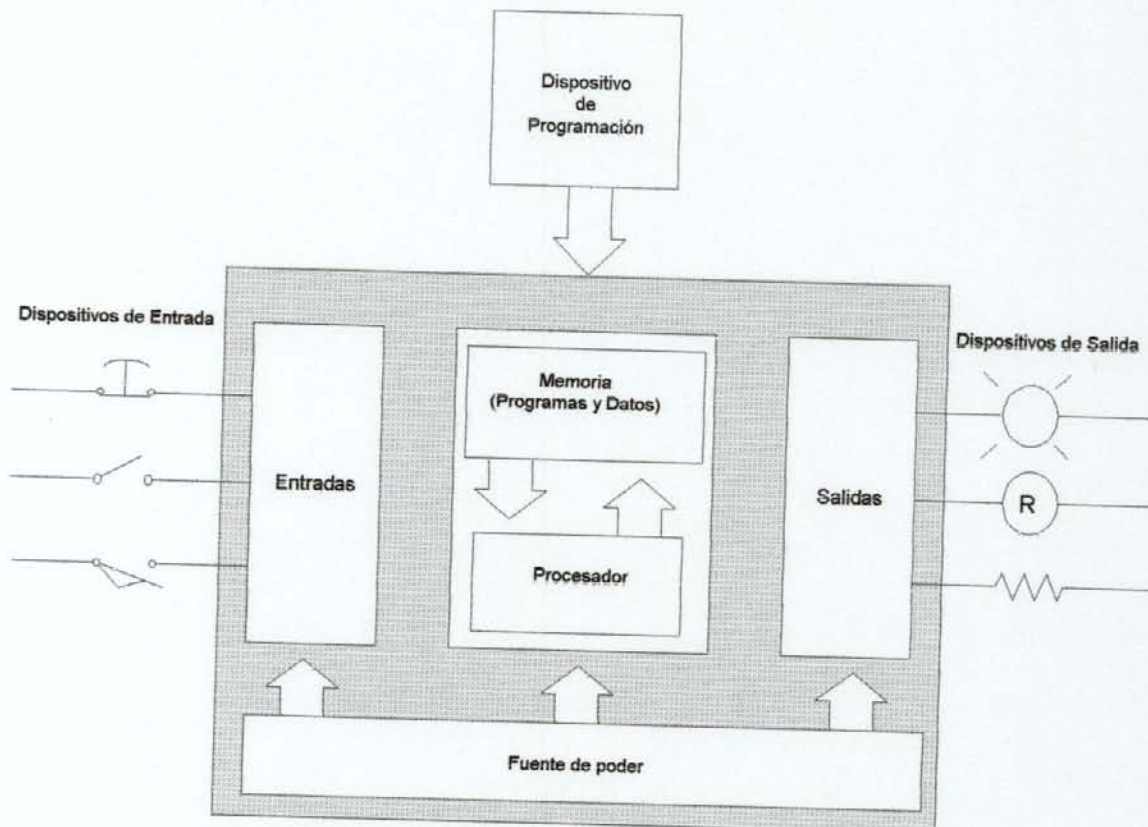


Figura 3.16 Estructura interna del Micrologix 1000.

Las aplicaciones del Micrologix 1000 pueden desarrollarse utilizando todos los elementos lógicos e instrucciones que por lo general se utilizan en la programación de un PLC, a continuación se indican algunos de ellos con la denominación propia que les da el programa Ladder Logistic:

- Contactos normalmente abiertos (XIC).
- Contactos normalmente cerrados (XIO).
- Bobinas o energización una salida (OTE).



Figura 3.17 Programador (Ladder Logistic Versión 8.17)

- Bobinas retentivas latch – unlatch (OTL - OTU).
- Temporizadores con retardo a la conexión (TON).
- Temporizadores con retardo a la desconexión (TOFF).
- Temporizadores retentivos (RTO).
- Contadores ascendentes (CTU).
- Contadores descendentes (CTD).
- Comparadores de igualdad (EQ).
- Comparadores de no igualdad (NEQ).
- Comparadores de menor que (LES).

- Comparadores de menor o igual que (LEQ).
- Comparadores de mayor que (GRT).
- Comparadores de mayor o igual que (GEQ).
- Registros (FIFO - LIFO).
- Saltos y Etiquetas (JMP - LBL).

Adicionalmente cuenta con un gran número de operadores que permiten efectuar operaciones lógicas y matemáticas a las variables o datos manejados en el área de la memoria.

El programa Ladder Logistic además de utilizarse como ambiente de programación para el Micrologix 1000, permite efectuar la transferencia del programa desde el programador al controlador o viceversa, esta se realiza a través del puerto serial RS232 ubicado en la parte frontal del controlador. También permite realizar operaciones cambio de modo de programación (PROG) a modo de ejecución de la aplicación (RUN) y viceversa, además monitorear y modificar el estado de los elementos del diagrama de escalera mientras se ejecuta la aplicación.

El Micrologix 1000 puede ser instalado para controlar procesos simples de una manera aislada o también puede formar parte de esquemas de control de mayor escala. El canal de comunicaciones RS232 es capaz de manejar los siguientes protocolos: DF1 Full - Duplex, DF1 Half - Duplex esclavo y DH-485.

3.4.2 RELÉ PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES GENERAL ELECTRIC SR489 MULTILIN

El SR489 (figura 3.18), es un dispositivo basado en microprocesadores que forma parte de la familia MULTILIN de relés digitales o relés numéricos de GENERAL ELECTRIC. Está diseñado para la protección y el manejo de generadores sincrónicos y de inducción, este permite implementar desde un simple arreglo de protecciones para pequeños generadores con potencia nominal de 50 KVA hasta un complejo esquema para generadores de 2000 MVA.

Esta equipado con 6 salidas a relé para efectuar disparos de interruptores y puede programarse para realizar anuncio de alarmas en caso de fallas o condiciones anormales de funcionamiento. Adicionalmente ofrece las funciones de diagnostico de fallas y monitoreo de parámetros asociados al generador, tales como voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, velocidad y demanda, entre otros.



Figura 3.18 Relé GENERAL ELECTRIC SR489 MULTILIN

La figura 3.19 muestra el esquema más complejo que puede implementarse con el SR489 en función de los dispositivos de protección según la numeración ANSI (American National Standards Institute).

ANSI	PROTECCIÓN
12	Sobrevelocidad
21	Distancia
24	Volts/Hertz
27	Mínima tensión
50/27	Energización inadvertida
32	Potencia inversa
38	Sobretensión de cojinetes
39	Vibración de cojinetes
40	Perdida de excitación
40Q	Perdida de campo
46	Secuencia negativa
47	Tensión de fase inversa
49	Temperatura del estator
50	Sobrecorriente de fase
50BF	Falla de interruptor
50	Sobrecorriente en vacío
50/51GN	Sobrecorriente de tierra
51V	Sobrecorriente voltaje restringido
59	Sobretensión
59GN/27	Estator a tierra
60FL	Falla de transformador de potencial
67	Tierra direccional
76	Sobreexcitación
81	Sobre y baja frecuencia
86	Bloqueo eléctrico
87G	Porcentaje diferencial

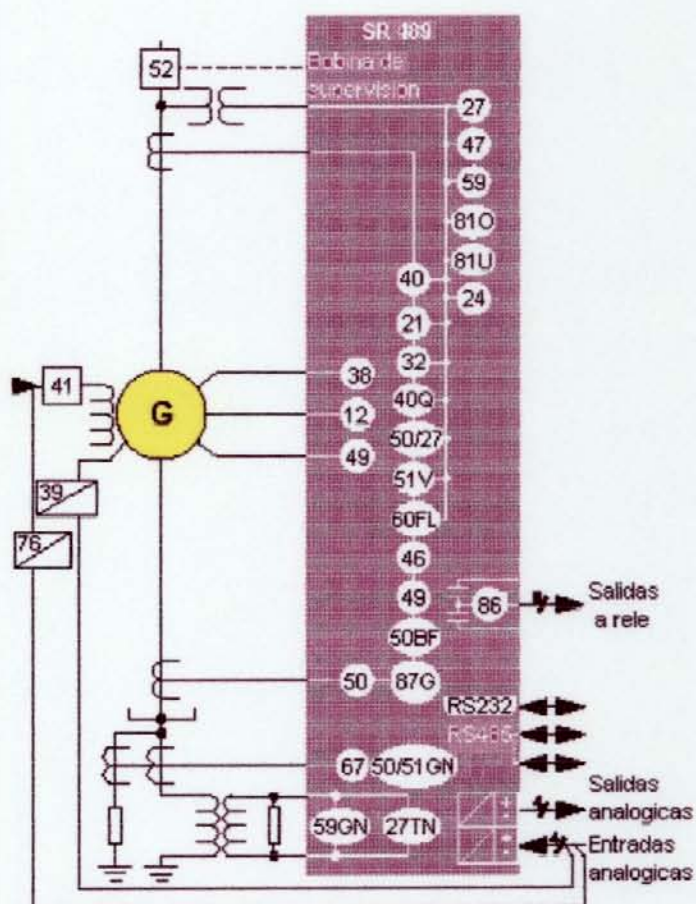


Figura 3.19 Elementos de protección configurables en el SR489

Las dimensiones del SR489 se indican en la figura 3.20.a, este se presenta como una unidad que puede insertarse o extraerse de una caja que se fija al panel de montaje (ver figura 3.20.b), esta caja se utiliza para hacer conexiones eléctricas con equipos externos además de brindar protección mecánica al relé. La principal ventaja de poder extraer al relé, es que puede trasladarse a un sitio alejado del lugar de montaje para efectos de actualizar o corregir los ajustes de las protecciones, así como efectuar labores de mantenimiento al mismo; todo esto sin necesidad de desconectar algún cable o terminal de conexión eléctrica lo cual podría ser riesgoso e incluso complicado.

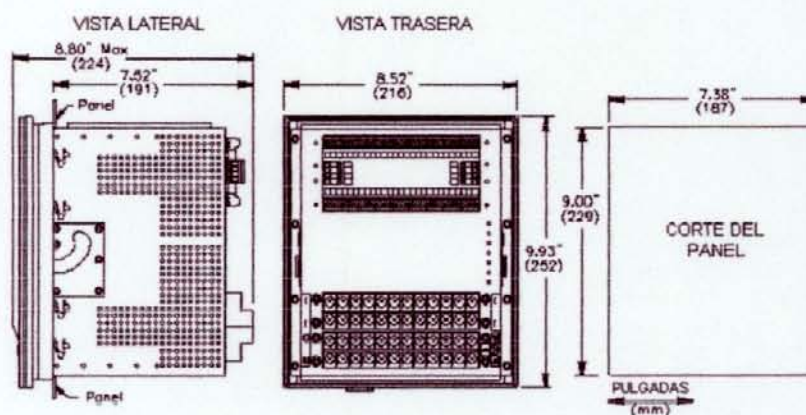


Figura 3.20.a Dimensiones del SR489



Figura 3.20.b Extracción del SR489 de su caja de conexiones

En el anexo B, muestra el esquema general de conexiones del SR489, en esta se observan los terminales de alimentación control del SR489, la cual puede ser AC o DC de acuerdo al modelo.

El SR489 requiere de la conexión de transformadores de potencial y de corriente tanto del extremo del neutro como del extremo de salida en los devanados del estator del generador. Estas señales provenientes de los transformadores permiten que el relé establezca los valores de tensión, corriente y potencia reales del generador necesarios para la operación de las protecciones.

El SR489 posee entradas y salidas, analógicas y digitales que pueden configurarse para recibir o emitir señales respectivamente de acuerdo a la aplicación, también cuenta con dos puertos de comunicación RS485 que permiten su conexión a dispositivos como PLC, computadores, e incluso sistemas de control distribuido (DCS) a través del protocolo de comunicaciones MODBUS RTU.

Todos los terminales para acceder las señales mencionadas anteriormente están ubicados en la parte posterior de la caja de conexiones.

En la parte frontal del relé se encuentra una pantalla fluorescente, un panel de indicadores, un teclado con teclas numéricas y de funciones que se utilizan para visualización de las condiciones del generador y programación de las protecciones respectivamente. También se encuentra un puerto de comunicación serial RS232, este puerto puede ser utilizado para programación, visualización, comunicación a través del protocolo de comunicaciones MODBUS RTU e incluso simulación de las condiciones de funcionamiento, todas estas acciones pueden

llevarse a través del programa de computación llamado 489PC MULTILIN de GENERAL ELECTRIC. La figura 3.21, muestra una vista del programa 489PC.

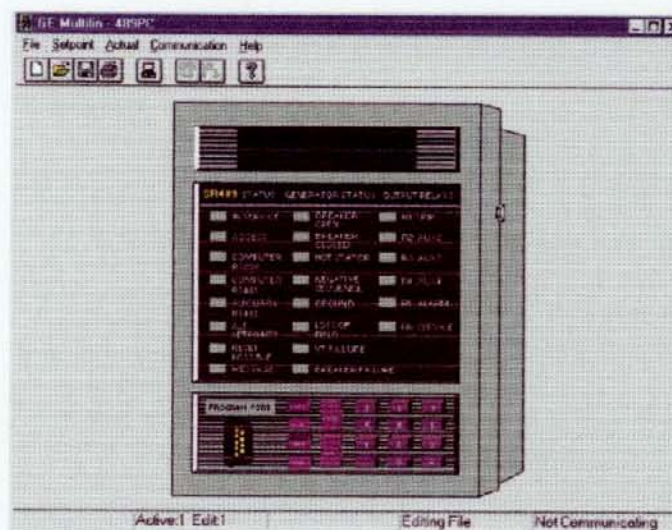


Figura 3.21 Vista del programa 489PC.

3.4.3 FACTORY SUITE 2000

En la mayoría de los procesos que se llevan a cabo en plantas industriales es necesario tomar acciones para el manejo de la información relacionada con los recursos materiales que se emplean y con los equipos o maquinas que conforman dichos procesos. La ejecución de dichas acciones permite verificar o comprobar ciertos parámetros importantes como la supervisión de costos de producción, rendimiento, control de los procesos y evaluación de calidad, entre otros.

El Factory Suite 2000 es un sistema integrado fabricado por Wonderware, el cual está basado en interfaces hombre - maquina (HMI), que permiten tener acceso a toda la información necesaria para manejar efectivamente desde un simple proceso hasta una compleja planta

industrial, este se ejecuta bajo sistema operativo Windows 95, 98 o NT de Microsoft dependiendo de los requerimientos de aplicación. El Factory Suite 2000 esta conformado por varios módulos o componentes que ejecutan las acciones básicas en el manejo de procesos, estas acciones son: visualización, optimización y control, adquisición, almacenamiento y análisis de datos de campo,

La figura 3.22, muestra un esquema que representa la estructura del Factory Suite 2000 con sus componentes principales y el objetivo o función general de cada uno.

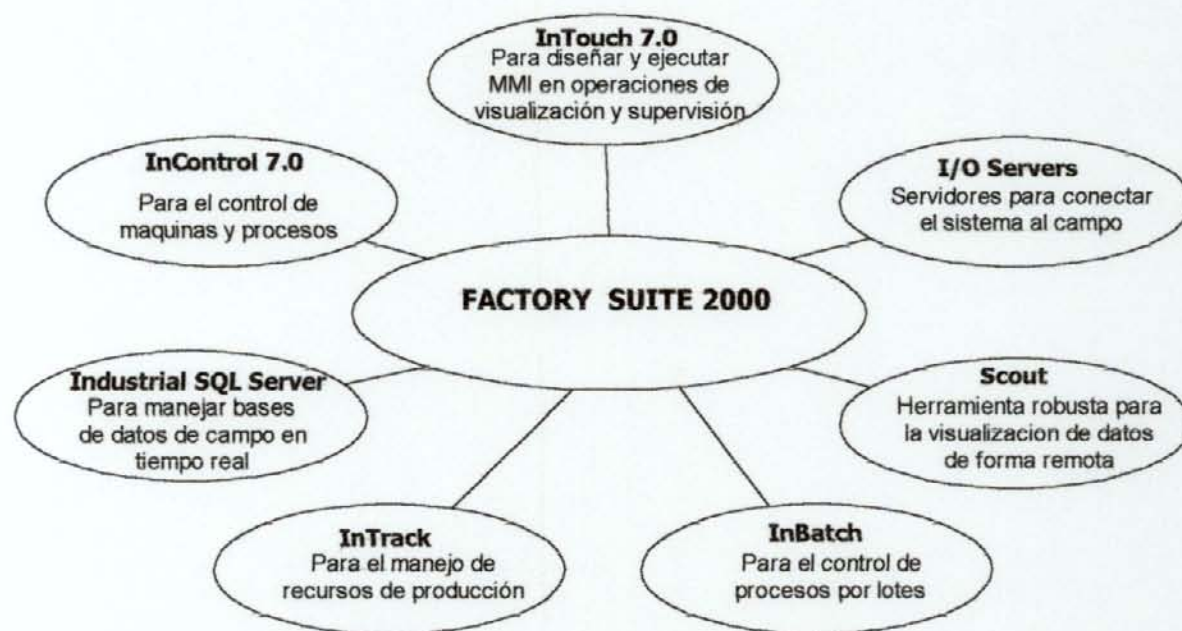


Figura 3.22 Esquema que representa la estructura del Factory Suite 2000

3.4.3.1 INTOUCH 7.0

El InTouch 7.0 es uno de los componentes del Factory Suite 2000, específicamente está diseñado para el desarrollo HMI, que permitan visualizar o supervisar procesos industriales, así como modificar variables o parámetros relacionados con el funcionamiento de los mismos, estas interfaces son conocidas como aplicaciones.

Una aplicación es la representación gráfica en tiempo real del estado de las variables de campo asociadas a un proceso; en ella se convierten los datos provenientes de controladores lógicos programables a objetos gráficos para ser visualizados en ventanas de simulación. El InTouch está diseñado para manejar dos tipos de aplicaciones: aplicaciones aisladas y aplicaciones distribuidas.

Las aplicaciones aisladas son aquellas que solo utilizan una interfaz de operador para cada sistema a ser monitoreado, por lo general estas aplicaciones son fácilmente configurables y requieren poco mantenimiento.

Las aplicaciones distribuidas son mucho más complejas, usualmente están conformadas por varias capas de redes de comunicaciones con estaciones centrales de desarrollo, almacenamiento central de datos y varias estaciones cliente que interactúan entre sí.

En cualquier tipo de aplicación se requiere establecer una lista de variables que pueden ser internas o de entrada/salida, estas permiten definir el comportamiento del sistema que se quiere

representar a través de dicha aplicación de InTouch; estas variables son conocidas como tags o tagnames, los tags pueden representar datos discretos (on - off) y analógicos (enteros y reales).

El InTouch 7.0 puede ser instalado en computadores que cuenten con los sistemas operativos Windows 95,98 o NT de Microsoft, esto le permite aprovechar al máximo las ventajas que ofrecen dichos sistemas operativos y así poder ofrecer innovaciones respecto a sus versiones anteriores tales como gráficos orientados al objeto, vínculos de animación y el manejo distribuido de alarmas y tendencia histórica de los datos de campo asociados al proceso.

El InTouch 7.0 esta compuesto principalmente por tres programas principales, estos son el InTouch Application Manager, el Window Maker y el Window Viewer; además incluye un programa de diagnostico y registro de eventos conocido como el Wonderware Logger.

El InTouch Application Manager organiza las aplicaciones que han sido creadas y las que están en desarrollo, también es utilizado para configurar al Window Viewer como un servicio de Windows NT, para configurar aplicaciones de desarrollo en redes de arquitectura cliente - servidor y para configurar el manejo distribuido de alarmas. La figura 3.23, muestra una vista del InTouch Application Manager.

El Window Maker es el ambiente utilizado para desarrollar las aplicaciones, en este ambiente se utilizan gráficos orientados al objeto para crear ventanas desplegadas que pueden contener animaciones y objetos sensibles a la acción del puntero. Estas ventanas desplegadas pueden ser enlazadas o conectadas con sistema industriales de entradas/salidas (I/O) o con alguna otra aplicación de Microsoft Windows. La figura 3.24, muestra el entorno que ofrece el Window Maker.

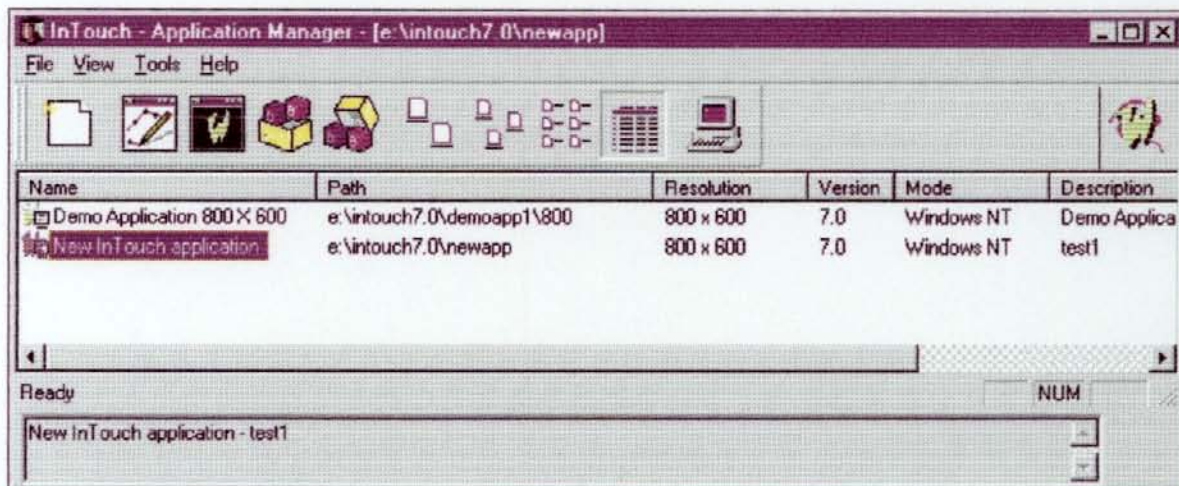


Figura 3.23 Vista del InTouch Application Manager

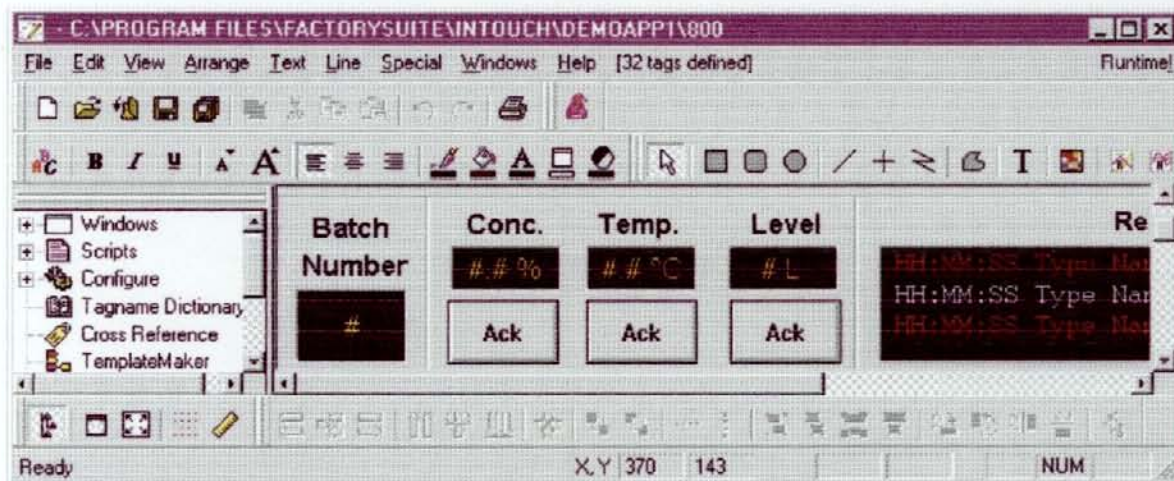


Figura 3.24 Vista del Window Maker

El Window Viewer es el ambiente donde se ejecutan las ventanas graficas que conforman una aplicación, las cuales han sido creadas previamente con Window Maker, también el Window

Viewer permite ejecutar ciertos grupos de instrucciones que determinan los parámetros de los elementos que conforman la ventana así como la relación entre ellos, estos grupos de instrucciones se conocen como Scripts. El Window Viewer desarrolla registro de eventos, alarmas y tendencia histórica de datos, adicionalmente puede funcionar como cliente y servidor para algunos protocolos de comunicaciones. La figura 3.25, muestra el entorno que ofrece el Window Viewer.



Figura 3.25 Vista del Window Viewer

CAPITULO IV

RESULTADOS

4.1 PROGRAMACION DEL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE

La programación del controlador lógico programable está basada en criterios de funcionamiento ya existentes, aplicables a las plantas generadoras de emergencia de cada unidad que conforman Planta Centro.

En el apéndice A, se muestra el diagrama escalera que se obtuvo como resultado de la programación del controlador lógico programable, donde los contactos normalmente abiertos I:0.1/0, I:0.1/1, I:0.1/2 y I:0.1/3, provienen de unos comparadores de tensión de salida discreta.

En la tabla 4.1 se muestra la lista de las variables involucradas en la lógica de funcionamiento y sus respectivos direccionamientos. En este caso se requirió diecinueve (19) entradas discretas y siete (8) salidas discretas.

Tabla 4.1 Lista de direccionamiento en el PLC

CODIGO	DESCRIPCIÓN	DIRECCION
VelocidadNom	Velocidad nominal del generador	I:0.0/0
Auto	Arranque del diesel en modo automático	I:0.0/1
Man	Arranque del diesel en modo manual	I:0.0/2
Test	Arranque del diesel en modo prueba	I:0.0/3
Out	Diesel fuera de servicio	I:0.0/4
FallaElec	Falla eléctrica en el generador	I:0.0/5
GFP	Falla a tierra en la barra EU	I:0.0/6
StopE	Parada de emergencia	I:0.0/7
Start	Señal de arranque del diesel (Local/Remoto)	I:0.0/8
Sincro	Señal de condición para la sincronización	I:0.0/9
CerrarEU01	Orden de cierre manual de EU01	I:0.0/10
AbrirEU01	Orden de apertura manual de EU01	I:0.0/11
CerrarEU02	Orden de cierre manual de EU02	I:0.0/12
AbrirEU02	Orden de apertura manual de EU02	I:0.0/13
FallaMec	Falla mecánica en el motor diesel	I:0.0/14
StopN	Parada manual (Local/Remoto)	I:0.0/15
TensionGen	Tensión del generador	I:0.1/0
TensionEU	Tensión en la barra EU	I:0.1/1
TensionCL	Tensión en la barra CL	I:0.1/2
TensionCM	Tensión en la barra CM	I:0.1/3
ArranqueDiesel	Señal de arranque del motor diesel	O:0.0/0
RunOK	Indica que el generador esta en condiciones nominales	O:0.0/1
EU01	Posición del interruptor EU01	O:0.0/2
EU02	Posición del interruptor EU02	O:0.0/3
EU03	Posición del interruptor EU03	O:0.0/4
ImpArr	Indica que fue imposible el arranque del motor diesel	O:0.0/5
StopPLC	Parada del motor diesel (Air shut off)	O:0.0/6
MinimaTension	Mínima tensión en la barra EU	O:0.0/7

En la tabla 4.2 y 4.3, se muestra la lista del direccionamiento de las variables internas y los temporizadores respectivamente.

Tabla 4.2 Lista de direccionamiento de las variables internas

CODIGO	DESCRIPCION	DIRECCIÓN
Release Arranque	Permisivo previo al arranque	B3/2
X2/EU01	Disparo del EU02	B3/1
Aux. cierre EU02	Auxiliar para el cierre de EU02	B3/9
Aux. apertura EU01	Auxiliar para la apertura de EU01	B3/8
Aux parada diesel	Auxiliar para la parada del diesel	B3/10
Aux. parada diesel 2	Auxiliar para la parada del diesel	B3/11

Tabla 4.3 Lista de direccionamiento de los temporizados

TIPO	DESCRIPCIÓN	PRESET	DIRECCIÓN
TON	Tiempo para la apertura de EU02	5 seg	T4:0
TON	Tiempo de transcurrido para que el generador alcance sus condiciones nominales	5 seg	T4:1
TON	Tiempo para la parada del diesel	60 seg	T4:2

4.2 PROGRAMACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN EL SR489

La escogencia del sistema de protecciones a ser implementado a través de los elementos programables del SR489 se fundamenta en un criterio de flexibilidad y seguridad; es decir, los ajustes de las protecciones garantizan que el generador pueda operar en condiciones extremas pero nunca quedará expuesto a fallas que puedan causar daños graves o irreparables en cualquiera de los elementos que lo conforman. Dichos ajustes se establecieron utilizando principios teóricos y datos ofrecidos por el fabricante del generador, específicamente las curvas de daño del generador DALE ELECTRIC 8000 (ver anexo C).

La cantidad de parámetros configurables en una protección puede variar con respecto a las de otra; entre los parámetros más comunes se encuentran:

- **Disparos (Pickup):** Indica el nivel o la amplitud de la señal que activará el disparo de una o varias salidas a relé, por lo general el nivel del disparo se escoge en función de múltiplos del valor nominal de una tensión, corriente o potencia asociada a la falla que se desea proteger; un elemento puede tener múltiples niveles de disparo. Los disparos pueden configurarse de manera que sean retentivos (latched) o no retentivos (unlatched), después que un disparo latched ocurre debe normalizarse el relé presionando el botón de RESET, aunque la condición que produjo el disparo halla desaparecido; un disparo unlatched se normaliza automáticamente una vez desaparezca la condición anormal.
- **Alarmas:** Indica que el valor de una señal está próxima al nivel de disparo y pueden activar salidas a relé. Las alarmas pueden programarse de tipo latched o unlatched.

- **Curvas:** Algunos de los elementos están basados en curvas que comparan la variación de la magnitud de la señal con respecto al tiempo para efectuar alarmas o disparos. El SR489 cuenta con la mayoría de las curvas utilizadas según los estándares internacionales de protecciones ANSI, IAC e IEC (ver anexo D); incluso permite configurar curvas que se adapten a cualquier aplicación en particular, estas son conocidas como Flexcurves. Para un tipo de curva pueden existir varios ajustes, estos ajustes se varían con la escogencia de dos parámetros conocidos como pendiente y multiplicador.

En las tablas 4.4 a 4.12 presentadas a continuación, indican los elementos de protección seleccionados para conformar el esquema asociado al generador.

Tabla 4.4 Elemento de protección de mínima tensión

NUMERO ANSI	27
DESCRIPCION	Elemento de mínima tensión
ALARMA	Cuando disminuye al 90% de la tensión nominal
DISPARO	Cuando disminuye al 88% de la tensión nominal
CURVA	Tiempo definido

Tabla 4.5 Elemento de protección contra potencia inversa

NUMERO ANSI	32
DESCRIPCION	Elemento de potencia inversa
ALARMA	Cuando sobrepasa el 3% de los kilovatios nominales con retardo de 3 segundos
DISPARO	Cuando sobrepasa el 5% de los kilovatios nominales con retardo de 5 segundos

Tabla 4.6 Elemento de protección de falla a tierra

NUMERO ANSI	51GN
DESCRIPCION	Elemento de sobrecorriente de tierra
ALARMA	Cuando sobrepasa el 8% de la corriente nominal
DISPARO	Cuando sobrepasa el 10% de la corriente nominal
CURVA	IEC C BS142
MULTIPLICADOR	0.25

Tabla 4.7 Elemento de sobrecorriente con voltaje restringido

NUMERO ANSI	51V
DESCRIPCIÓN	Elemento de sobrecorriente de fase con voltaje restringido
ALARMA	Cuando sobrepasa el 105% de la corriente nominal
DISPARO	Cuando sobrepasa el 113% de la corriente nominal
CURVA	IEC C BS142
MULTIPLICADOR	0.25
VOLTAJE LIMITE	Cuando cae un 10% del voltaje nominal

Tabla 4.8 Elemento de protección contra sobrevoltaje

NUMERO ANSI	59
DESCRIPCION	Elemento de sobrevoltaje
ALARMA	Cuando sobrepasa el 110% del voltaje nominal
DISPARO	Cuando sobrepasa el 112% del voltaje nominal

Tabla 4.9 Elemento de protección contra baja frecuencia

NUMERO ANSI	81 L
DESCRIPCION	Elemento de baja frecuencia
ALARMA	Cuando cae por debajo del 1% de la frecuencia nominal con retardo de 3 segundos
DISPARO 1	Cuando cae por debajo del 2% de la frecuencia nominal con retardo de 5 segundos
DISPARO 2	Cuando cae por debajo del 4% de la frecuencia nominal con retardo de 3 segundos

Tabla 4.10 Elemento de protección contra sobre frecuencia

NUMERO ANSI	81 H
DESCRIPCION	Elemento de sobre frecuencia
ALARMA	Cuando sobrepasa el 1% de la frecuencia nominal con retardo de 3 segundos
DISPARO 1	Cuando sobrepasa el 2% de la frecuencia nominal con retardo de 5 segundos
DISPARO 2	Cuando sobrepasa el 3% de la frecuencia nominal con retardo de 3 segundos

Tabla 4.11 Elemento de protección contra sobrevelocidad

NUMERO ANSI	12
DESCRIPCIÓN	Elemento de sobrevelocidad
ALARMA	Cuando sobrepasa el 110% del velocidad nominal
DISPARO	Cuando sobrepasa el 112% del velocidad nominal

Tabla 4.12 Elemento de protección diferencial

NUMERO ANSI	87G
DESCRIPCIÓN	Elemento de fase diferencial
ALARMA	---
DISPARO	Cuando sobrepasa el 113% de la corriente nominal con retardo de 60 ciclos
PENDIENTE 1	10%
PENDIENTE 2	20%

4.3 DISEÑO DE LA INTERFAZ HOMBRE-MAQUINA

La interfaz hombre maquina consiste en una aplicación de InTouch 7.0 desarrollada para simular el funcionamiento completo del sistema de alimentación de emergencia en el nivel de 440 Voltios AC de la unidad 5 de planta centro.

La aplicación consta de ventanas que representan los ambientes físicos relacionados con el sistema; en cada ventana se encuentran ubicados gráficos, indicadores y mandos que permiten realizar acciones sobre el sistema, esto es posible debido a que las ventanas y los elementos que las componen están vinculadas con los dispositivos externos de control y protecciones, específicamente el PLC Micrologix 1000 y el relé SR489 MULTILIN.

Cuando se ejecuta la simulación a través de la interfaz, el PLC actúa de la misma manera que lo haría si estuviera controlando el proceso real. El relé, además de cumplir su función de protecciones, permite simular el comportamiento real del generador, ya que a través de la interfaz puede activarse el modo propio de simulación del relé.

4.3.1 CONEXIÓN ENTRE LOS DISPOSITIVOS EXTERNOS Y LA INTERFAZ

Las variables utilizadas en el diseño de una o varias ventanas que conforman una aplicación de InTouch son conocidas como tags. Los tags pueden representar la mayoría de los tipos de datos existentes, estos pueden ser discretos, números enteros, números reales y cadenas de caracteres entre otros. Cuando se define un tag es importante establecer si este va a ser utilizado solo por el InTouch o si va a ser compartido con otros programas que se ejecutan simultáneamente. Los tags que solo son usados por el InTouch se denominan tags de memoria (Memory tags) y los tags que se comparten son llamados tags de entrada / salida (I/O tags).

Entre los programas con los cuales puede realizar intercambio dinámico de datos (DDE) se encuentran los servidores de entrada / salida (I/O Servers). Estos programas son una especie de traductores o interpretes que permiten que la aplicación de InTouch y un dispositivo externo se comuniquen entre si a través de un protocolo determinado.

4.3.2 PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES EMPLEADOS EN LA APLICACIÓN

Para conectar la aplicación de InTouch con el PLC se creó un acceso a través de un I/O Server llamado Allen - Bradley Serial (ABKF2), este server maneja el protocolo DF1 Full Duplex soportado por el canal de comunicaciones RS232 del PLC.

En el caso de la conexión entre el InTouch y el relé se utilizó un I/O Server de Modicon ModBus; este es el protocolo soportado por el relé.

Cuando se conecta el InTouch a otro dispositivo a través de un I/O Server es necesario definir en ambos programas ciertos parámetros importantes, estos parámetros son el tópico y el ítem. El tópico representa el nombre del acceso lógico por el cual el InTouch va a comunicarse con un I/O Server o viceversa. El ítem es la dirección en la memoria del dispositivo externo según las especificaciones del protocolo; en otras palabras es el direccionamiento que seguirá el I/O Server para leer o modificar un valor en la memoria del dispositivo por orden del InTouch.

La figura 4.1 muestra la conexión requerida entre los equipos involucrados para efectuar la simulación, nótese que los dispositivos se conectan a través de canales o puertos de comunicación diferentes.

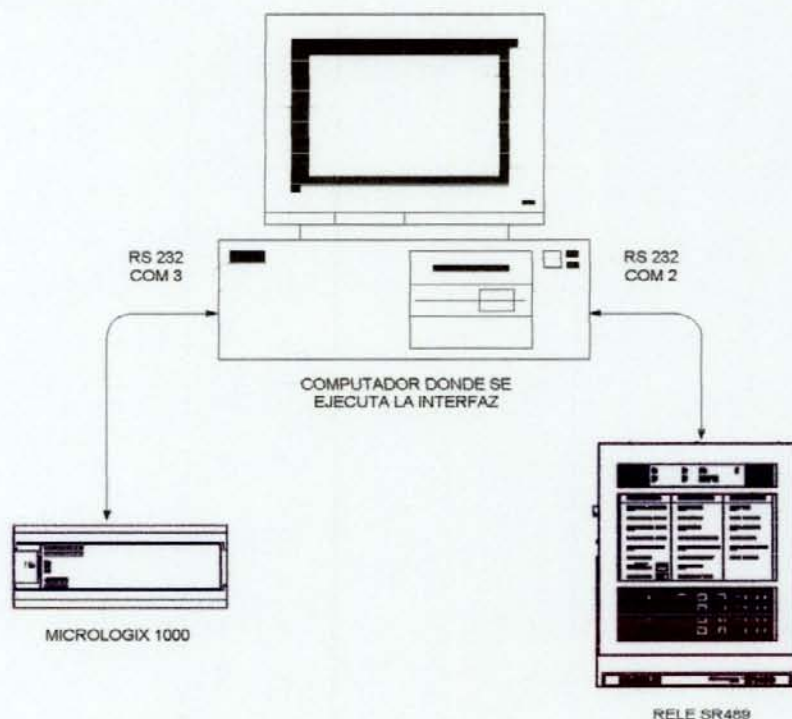


Figura 4.1 Conexión requerida entre los equipos involucrados

4.3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES DE LA APLICACIÓN

En la tabla 4.11 se muestran las variables o tags que se definieron para simular el sistema, se indica el tipo de tag, el ítem y una breve descripción del cada uno.

Tabla 4.13 Lista de variables utilizadas en la interfaz hombre-maquina

TAGNAME	TIPO	ITEM		DESCRIPCION
		ABKF2	MODBUS	
AbrirEU01	Discreto I/O	B3/273	-	Apertura manual EU01
AbrirEU02	Discreto I/O	B3/276	-	Apertura manual EU02
ArranqueDiesel	Discreto I/O	B3/262	-	Señal de arranque del Diesel
Auto	Discreto I/O	B3/256	-	Arranque en Auto
CausaDisparo	Entero I/O	-	400545	Causa que produce un disparo o alarma
CerrarEU01	Discreto I/O	B3/270	-	Cierre manual EU01
CerrarEU02	Discreto I/O	B3/272	-	Cierre manual EU02
Itierra	Entero I/O	-	411653	Corriente que circula por tierra cuando hay falla a tierra
DisparoAlarma	Entero I/O	-	400530	Indica cuando existe un disparo o una alarma
EU01	Discreto I/O	B3/257	-	Posición de EU01
EU02	Discreto I/O	B3/2	-	Posición de EU02
EU03	Discreto I/O	B3/258	-	Posición de EU03
Impar	Discreto I/O	B3/264	-	Señal de Imposible Arranque
Man	Discreto I/O	B3/267	-	Arranque en Manual
ModoSim	Entero I/O	-	411521	Modo en que se ejecuta la simulación

Tabla 4.13(Continuación) Lista de variables utilizadas en la interfaz hombre-maquina

TAGNAME	TIPO	ITEM	ITEM	DESCRIPCION
		ABKF2	MODBUS	
StopE	Discreto I/O	B3/261	-	Parada de Emergencia
StopN	Discreto I/O	B3/274	-	Parada manual del Diesel
StopPLC	Discreto I/O	B3/269	-	Parada del Diesel (Air Shut Off)
TensionGen	Real I/O	N7:3	-	Tensión del Generador
Test	Discreto I/O	B3/266	-	Arranque modo Test
TensionFalla	Entera I/O	-	411650	Tensión de falla para la simulación
Vab	Entera I/O	-	401089	Tensión de línea entre a y b
Vbc	Entera I/O	-	401090	Tensión de línea entre b y c
Vca	Entera I/O	-	401091	Tensión de línea entre c y a
MinimaTension	Discreto I/O	B3/0	-	Mínima Tensión EU
Out	Discreto I/O	B3/265	-	Diesel fuera de servicio
RunOK	Discreto I/O	B3/3	-	Generador en condiciones nominales
FallaElec	Discreto I/O	B3/275	-	Falla Eléctrica en el generador
FallaMec	Discreto I/O	B3/259	-	Falla Mecánica en el Motor
FrecuenciaGen	Entero I/O	-	401098	Frecuencia de la señal de salida del generador
FrecuenciaFalla	Entero I/O	-	411659	Frecuencia de falla para simulación
GFP	Discreto I/O	B3/260	-	Falla a tierra en barra EU
lfaseNeutro	Entero I/O	-	411652	Corriente de falla en el lado del neutro
IFaseOut	Entero I/O	-	411649	Corriente de falla a la salida del generador
Sincro	Discreto I/O	B3/271	-	Señal de sincronización
Start	Discreto I/O	B3/268	-	Arranque Diesel (L/R)
TensionCL	Entero I/O	N7:1	-	Tensión en la barra CL
TensionCM	Entero I/O	N7:2	-	Tensión en la barra CM

Tabla 4.13(Continuación) Lista de variables utilizadas en la interfaz hombre-maquina

TAGNAME	TIPO	ITEM	ITEM	DESCRIPCION
		ABKF2	MODBUS	
TensionEU	Entero I/O	N7:0	-	Tensión en la barra EU
AbrirEU03	Discreto Memoria	-	-	Apertura manual del EU03
CL01	Discreto Memoria	-	-	Posición CL01
CL02	Discreto Memoria	-	-	Posición CL01
CM01	Discreto Memoria	-	-	Posición CL01
CondCL02	Discreto Memoria	-	-	Condición del CL02 habilitado
Inicio	Discreto Memoria	-	-	Indica que se ha iniciado la simulación
Luz1	Discreto Memoria	-	-	Luz de chimenea
Luz2	Discreto Memoria	-	-	Luz de chimenea
Luz3	Discreto Memoria	-	-	Luz de chimenea
FrecuenciaFalla Real	Real Memoria	-	-	Frecuencia de falla real
FrecuenciaReal	Real Memoria	-	-	Frecuencia Real
MovHor	Real Memoria	-	-	Movimiento horizontal de objetos
MovVert	Real Memoria	-	-	Movimiento vertical de objetos
NivelComb	Real Memoria	-	-	Nivel de combustible del motor
Temperatura	Real Memoria	-	-	Temperatura del refrigerante del motor

Tabla 4.13(Continuación) Lista de variables utilizadas en la interfaz hombre-maquina

TAGNAME	TIPO	ITEM	ITEM	DESCRIPCION
		ABKF2	MODBUS	
PresionAceite	Real Memoria	-	-	Presión de aceite del motor
StatusPLC	Discreto I/O	Status	-	Estado de la comunicación entre el PLC y la interfaz
StatusML	Discreto I/O	-	Status	Estado de la comunicación entre el relé y la interfaz

4.3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS VENTANAS DE LA APLICACIÓN

A continuación se describen todas las ventanas que componen la aplicación de InTouch:

- **VENTANA DE INICIO:** Es la ventana donde se inicia la simulación del proceso, se muestra una vista global de Planta Centro. En la figura 4.2 se observa esta ventana.
-
- **VENTANA DE LA UNIDAD 5:** En esta ventana se muestra una vista de perfil de la unidad 5, allí se destacan los sistemas principales de la misma; desde esta ventana se tiene acceso a los ambientes de la sala diesel y las barras CL, CM y EU, la figura 4.3, muestra una vista de la ventana de la unidad 5.



Figura 4.2 Ventana de inicio

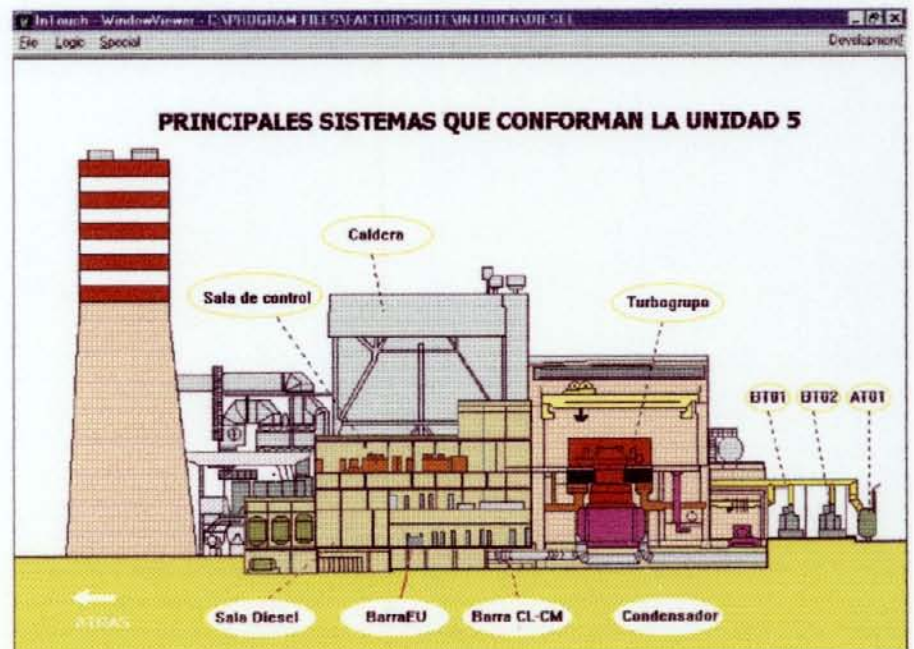


Figura 4.3 Ventana de la unidad 5

- **VENTANA DE LA BARRA CL - CM:** Contiene indicadores del valor de tensión en las barras CL y CM al igual que el estado de los interruptores CL01, CL02 y CM01. Desde esta ventana se puede deshabilitar la transferencia automática entre la barra CL y la CM, de esta forma se simulan fallas de mínima tensión en la barra EU. En la figura 4.4, se observa la ventana de la barra CL – CM.

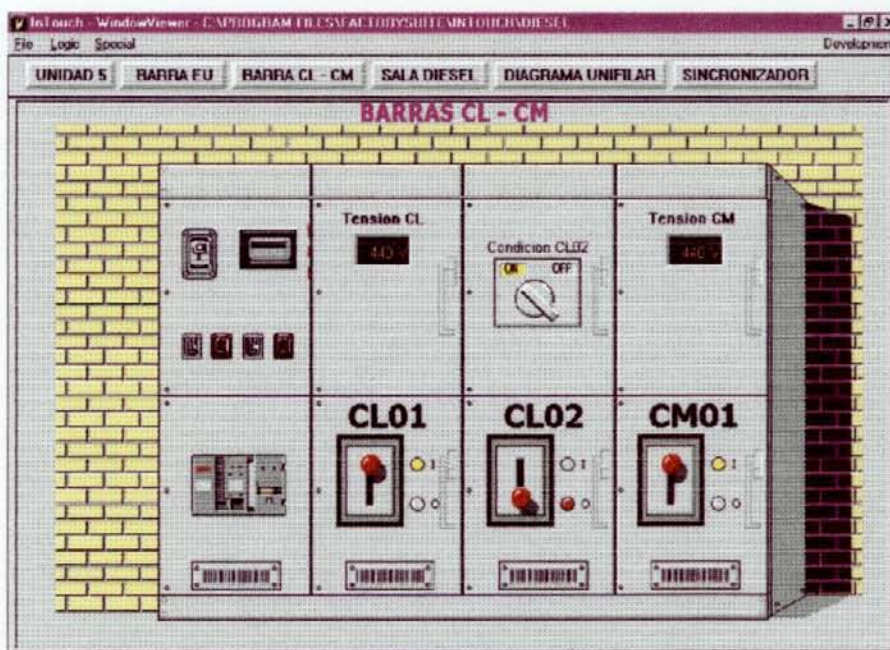


Figura 4.4 Ventana de la barra CL – CM

- **VENTANA DE LA BARRA EU:** Muestra un indicador del valor de la tensión en la barra EU al igual que el estado de los interruptores EU01, EU02, EU03 y el relé GFP. Desde esta ventana se pueden efectuar cambios en la posición de los interruptores y del relé GFP para simular fallas de mínima tensión y fallas a tierra respectivamente. En la figura 4.5, se muestra la ventana de la barra EU.

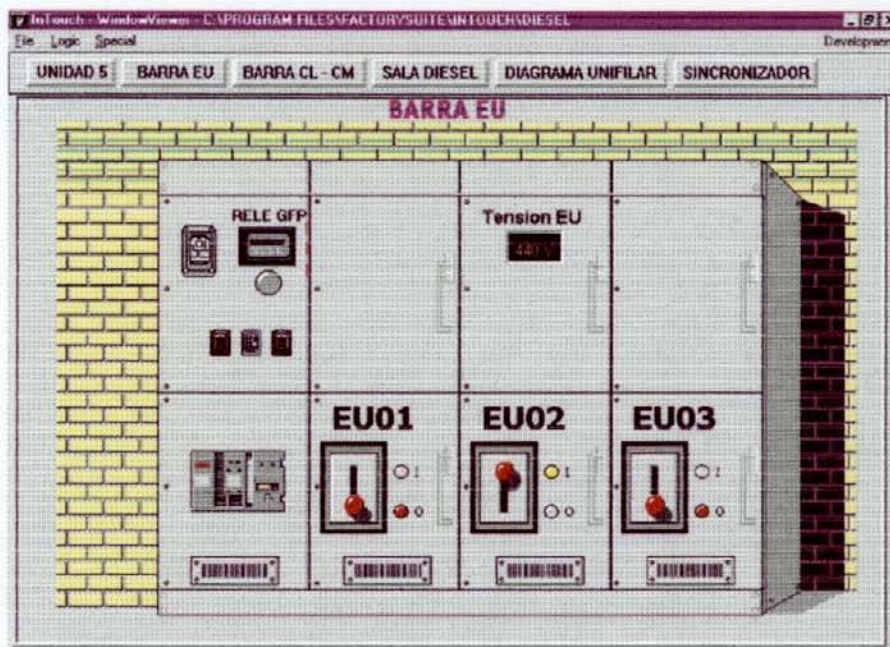


Figura 4.5 Ventana de la barra EU

- **VENTANA DE LA SALA DIESEL:** Es la ventana donde se encuentra ubicado el grupo motor – generador al igual que su tablero control y protecciones, en este tablero se encuentran ubicados los mandos de arranque e indicadores que señalan el estado de los elementos del sistema relacionados con el grupo y los interruptores. En la figura 4.6 se muestra una vista de la ventana de la sala diesel.
- **VENTANA DEL RELÉ:** Esta ventana presenta una vista frontal del SR489, contiene anunciadores de alarmas, disparos y el estado de la comunicación entre la interfaz y el mismo. También cuenta con el simulador de fallas eléctricas del generador, desde allí pueden modificarse los valores de los parámetros más importantes relacionados con el generador (voltaje, corriente, frecuencia) y así observar como se comportan las protecciones frente a condiciones extremas de funcionamiento. La figura 4.7, muestra esta ventana.

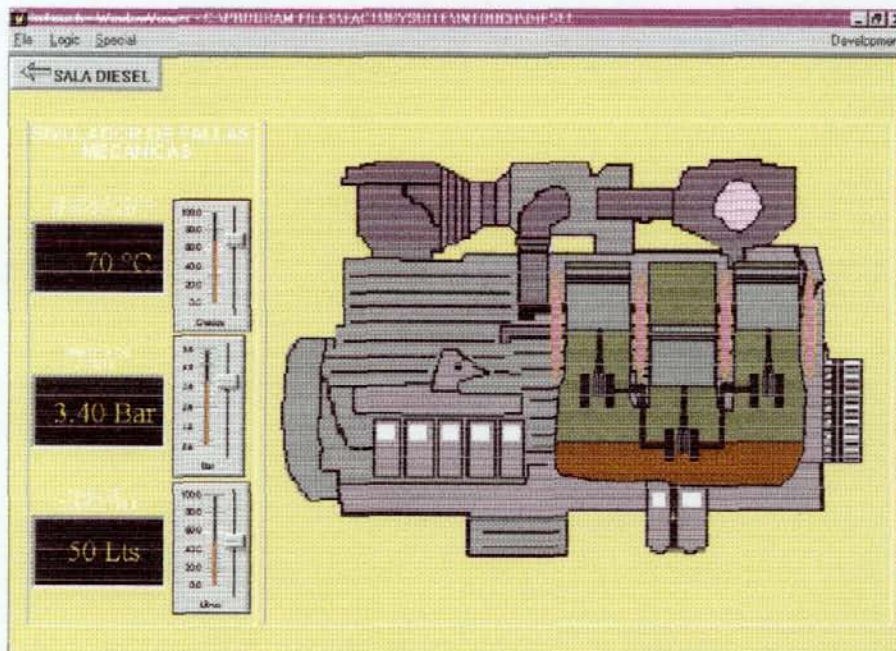


Figura 4.9 Ventana del Motor diesel

- VENTANA DEL DIAGRAMA UNIFILAR:** Es una ventana que muestra un diagrama unifilar con los elementos relacionados con el sistema (grupo motor – generador, interruptores y barras), permite verificar la condición de funcionamiento de cada uno de los elementos. Esta ventana puede activarse simultáneamente con cualquiera de las otras; en la figura 4.10, se observa la ventana del diagrama unifilar.

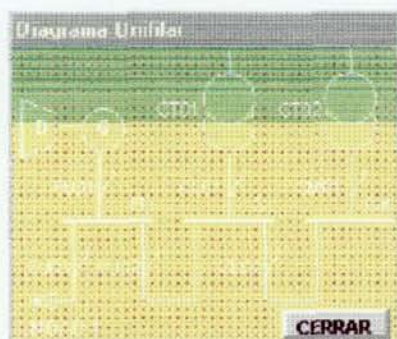


Figura 4.10 Ventana del Diagrama unifilar

- **VENTANA DEL SINCRONIZADOR:** En esta ventana se muestra el dispositivo de sincronización, desde allí se pueden observar las condiciones de amplitud, frecuencia y fase de las tensiones de las barras EU y CL, cuando estos parámetros coinciden respectivamente entre las dos barras existe condición de sincronización, Cuando no existe deben modificarse los parámetros de la barra EU; lo cual se logra modificando la tensión y la frecuencia del generador. Esta ventana se muestra en la figura 4.11.



Figura 4.11 Ventana del Sincronizador

- **VENTANA DE BARRA DE BOTONES:** Esta ventana se despliega simultáneamente con la mayoría de las ventanas, se ubica en la parte superior de la pantalla y permite desplazarse entre las ventanas. La figura 4.12, muestra la ventana de barra de botones.

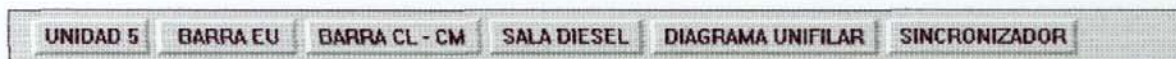


Figura 4.12 Ventana de la Barra de botones

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los últimos años a nivel industrial, se ha incrementado considerablemente la aplicación de dispositivos programables en los sistemas de control de proceso. Estos dispositivos han demostrado a través de su uso que son confiables y eficientes.

Con la instalación del PLC y el relé digital se incrementa la confiabilidad al mismo tiempo que se disminuyen algunos parámetros asociados al sistema de control, entre estos parámetros se pueden mencionar: las dimensiones de los espacios físicos de montaje, cantidad de líneas de cableado, consumo de energía y labores de mantenimiento.

La capacidad de comunicaciones que poseen el PLC y el relé digital trae consigo dos aspectos muy importantes, uno de ellos es la capacidad de programarlos a través de sus puertos seriales, con el uso de computadores que tengan instalado el software correspondiente. Esto disminuye el tiempo que se emplea para su programación y además permite simular las aplicaciones para verificar su funcionamiento.

En caso de ser necesaria la corrección del programa después que los equipos han sido instalados, puede realizarse desde su sitio de instalación a través del uso de un computador portátil o de un programador manual.

El otro aspecto relacionado con su capacidad de comunicación, es que los procesos controlados por estos equipos pueden ser integrados a sistemas de control distribuido y así ser operados y supervisados de manera remota.

Con la realización de la interfaz hombre-maquina desarrollada con InTouch 7.0 se pone en practica la capacidad de los canales de comunicación de los dispositivos programables. La interfaz puede ser empleada como simulador para el entrenamiento del personal que labora en la planta.

Este proyecto puede considerarse como un proyecto piloto que dará origen a nuevos proyectos para automatizar otros sistemas de la unidad.

Es importante resaltar todos los aspectos anteriores, ya que a mediano plazo se realizara un proyecto de conversión a gas en las calderas de las unidades 1,3,4 y 5 (actualmente estas utilizan fuel oil como combustible). El proyecto de conversión a gas trae consigo la implementación de un sistema de control distribuido que integra a todos los sistemas de las unidades.

BIBLIOGRAFIA

MOLINA, Alex; (1998), *Aplicación y Optimización del Sistema de Control Eléctrico del Motor-Generador de Emergencia en la Unidad Nro. 5 de Planta Centro*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad Santiago Mariño.

WILMER. J, LEON Herdó, (1995), *Diseño e implementación del Sistema de Control de una Fresadora con un PLC*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad de Carabobo.

LOPEZ, Nelsón, (1992), *Implementación de un Centro de Control de Bombeo Utilizando un Controlador Lógico Programable*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad de Carabobo.

VESTWEBER Korad, HENRIQUE Jorge, (1998), *Desarrollo de un Sistema Básico de Control de Proceso para PLC. Simatic S5 de Siemens*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad de Carabobo.

DIAZ Luis, KASELOW Gabriela, (1998), *Evaluación, Diseño e Implementación de Proyectos de Autogeneración Eléctrica, antes y después de la puesta en servicio, tomando como modelo: Empresas Heinz C.A.*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad de Carabobo.

PEREZ José, (1981), *Ajustes y Coordinación de las Protecciones de las Unidades 3,4 y 5 de Planta Centro*, Tesis de Grado, Valencia, Universidad de Carabobo.

MASON, C. Russell, *The Art & Science of Protective Relays*, (1998), General Electric.

MicroLogix 1000 Programmable Controllers User and Programming Guides, (1998), Rockwell Automation.

Generator Management Relay SR489, Instruction Manual, (1998), General Electric.

Wonderware Factory Suite InTouch User's Guide, Revision A, (1997), Wonderware corporation.

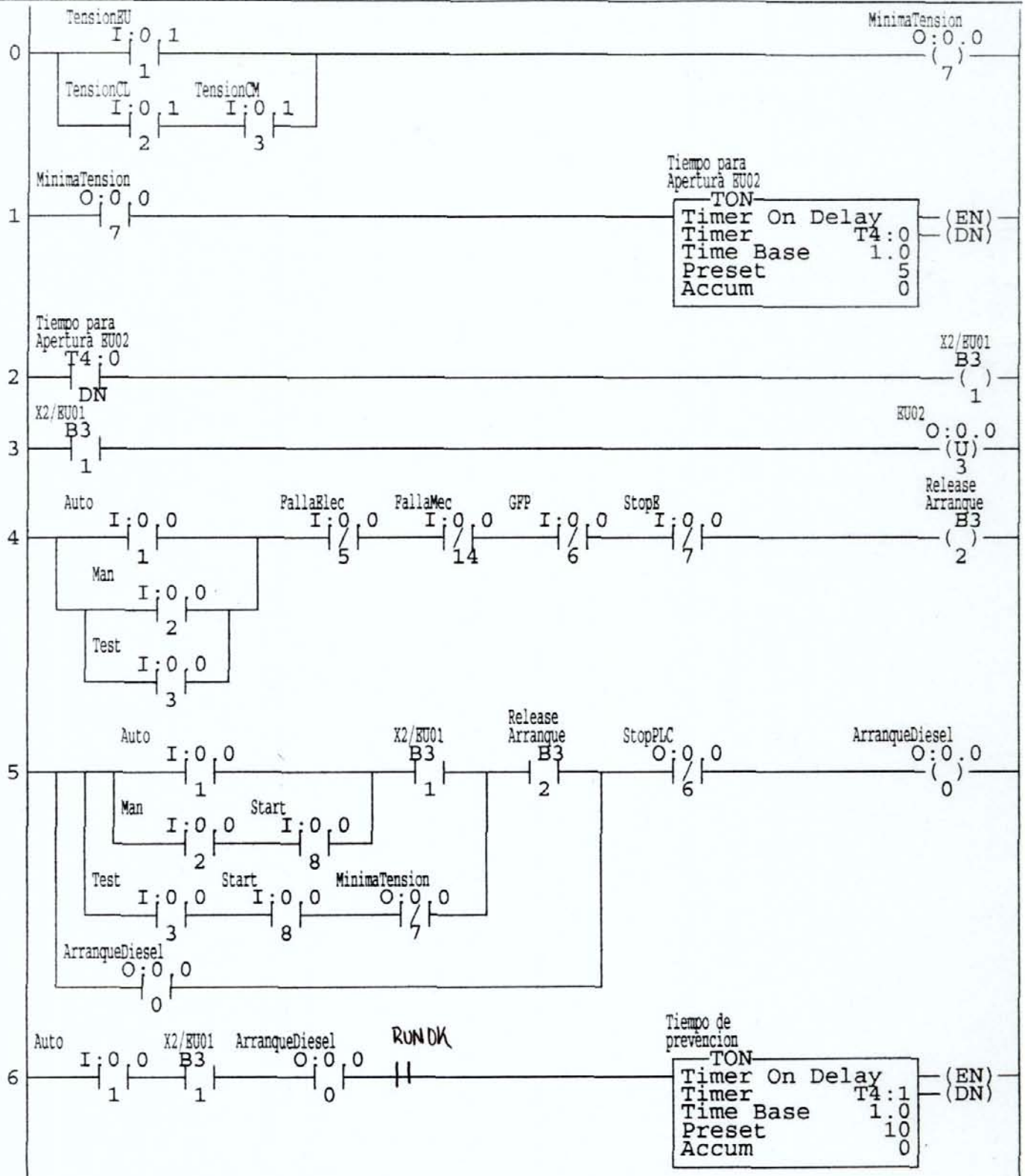
APENDICES

APENDICE A
Diagrama de escalera

Apendice A: Diagrama de escalera real
 SLC-500 Ladder Listing
 Universidad de Carabobo

File #2 MAIN_PROG Proj:CONTROL Page:00001

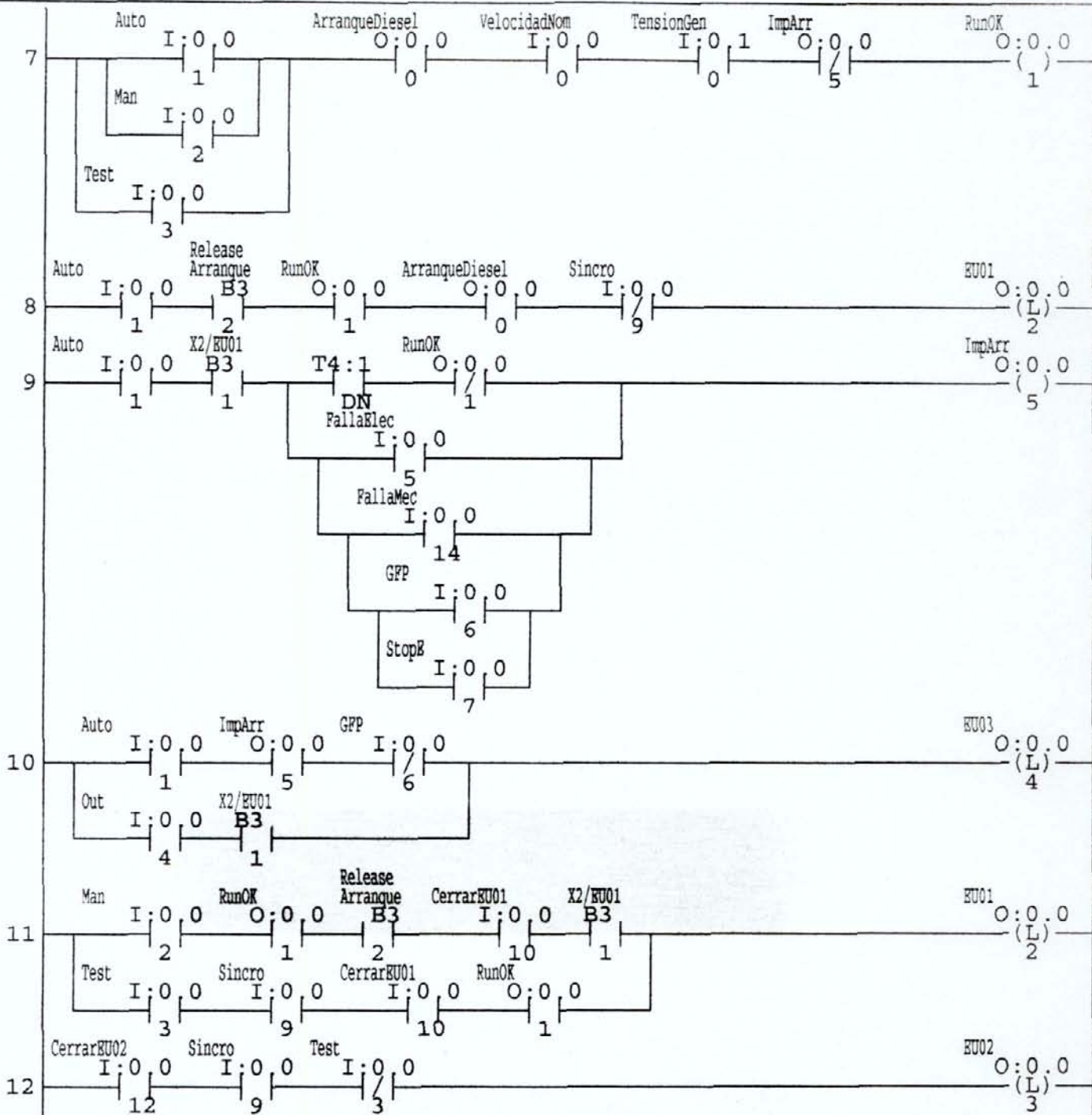
23:34 04/27/00



Apéndice A: Diagrama de escalera real
 SLC-500 Ladder Listing
 Universidad de Carabobo

File #2 MAIN_PROG Proj:CONTROL Page:00002

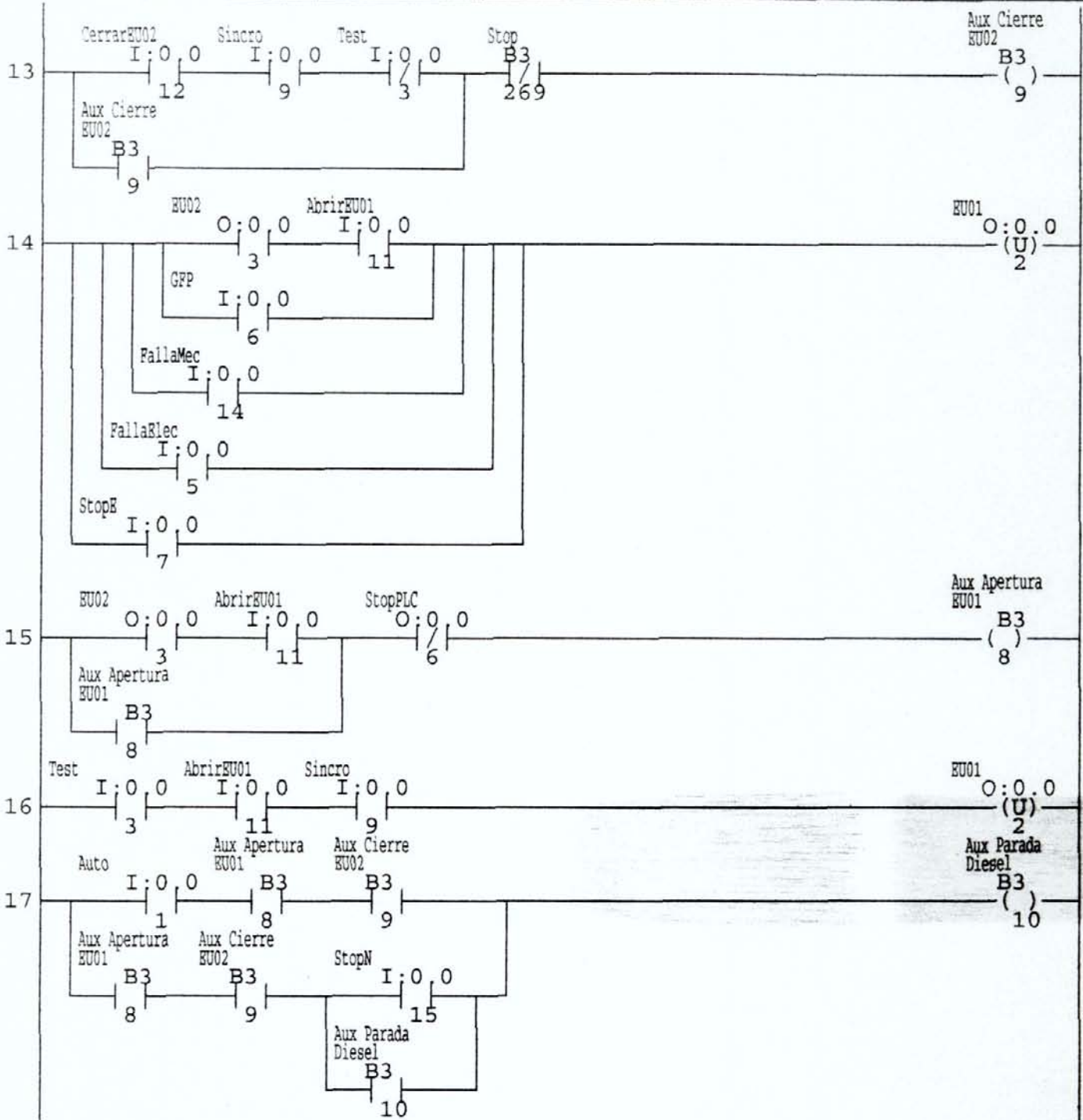
23:34 04/27/00



Apendice A: Diagrama de escalera real
 SLC-500 Ladder Listing
 Universidad de Carabobo

File #2 MAIN_PROG Proj:CONTROL Page:00003

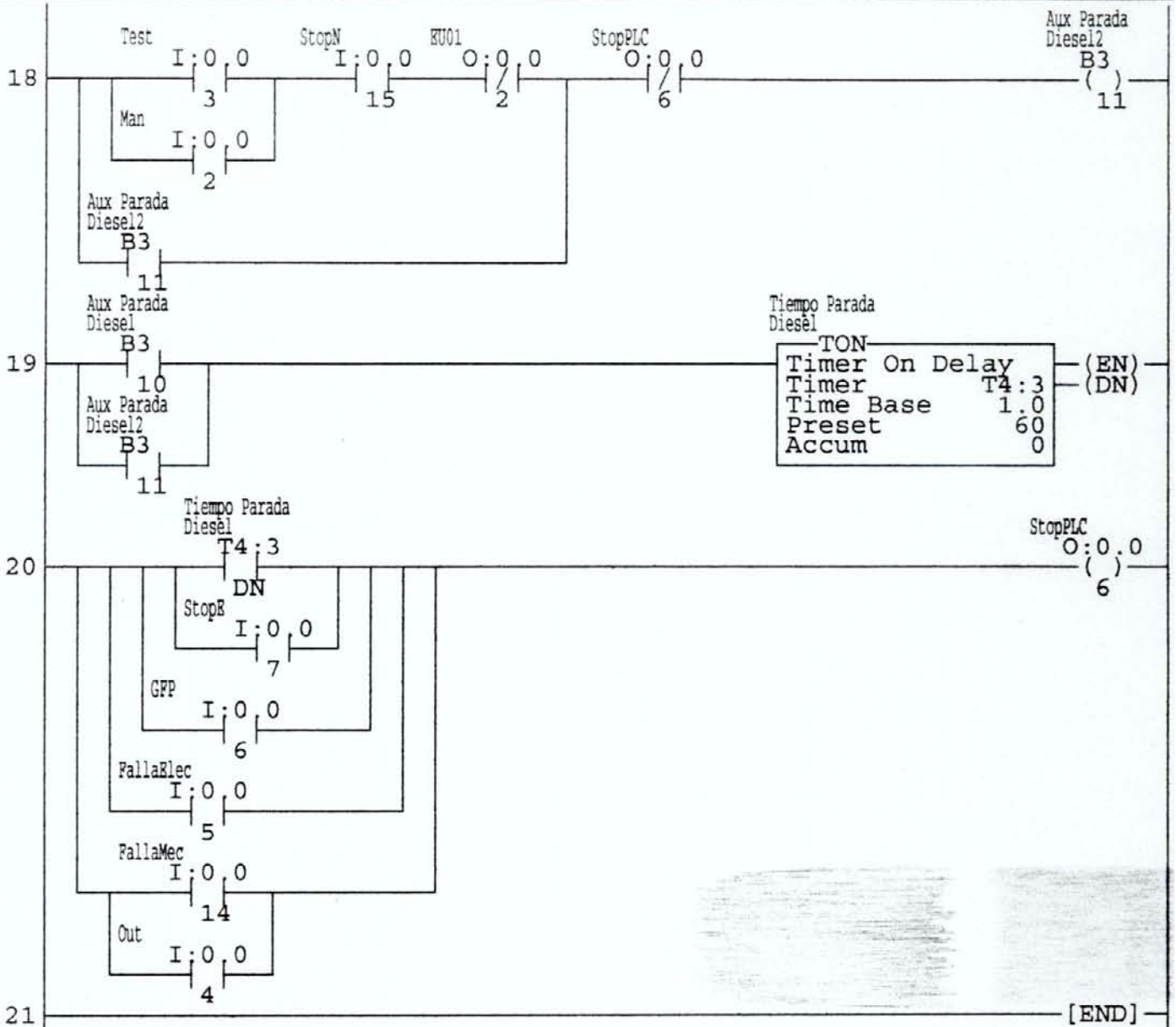
23:34 04/27/00



Apendice A: Diagrama de escalera real
SLC-500 Ladder Listing
Universidad de Carabobo

File #2 MAIN_PROG Proj:CONTROL Page:00004

23:34 04/27/00



ANEXOS

ANEXO A
Especificaciones del PLC Micrologix 1000

Especificaciones de los controladores programables MicroLogix 1000

Las siguientes tablas resumen las especificaciones de los controladores. 134

Especificaciones generales

Descripción:		Especificación: 1761-L							
		16AWA	16BWA	32AWA	32BWA	32AAA	16BBB	16BWB	32BBB
Tamaño y tipo de memoria		EEPROM de 1 K (aproximadamente 737 palabras de instrucción; 437 palabras de datos)							
Voltaje de fuente de alimentación		85-264 VCA 47-63 Hz					20.4-26.4 VCC		
Uso de fuente de alimentación	120 VCA	12 VA	19 VA	16 VA	24 VA	16 VA	No se aplica		
	240 VCA	18 VA	26 VA	22 VA	30 VA	22 VA			
	24 VCC	No se aplica					5 VA	5 VA	7 VA
Corriente máxima de arranque de fuente de alimentación		20 A @ .003 segundos (típico)					50 A @ .001 segundos		
Corriente de sensor de 24 VCC (VCC a mA)		No se aplica	200 mA	No se aplica	200 mA	No se aplica			
Carga capacitiva máxima (24 VCC del usuario)		No se aplica	200 µF	No se aplica	200 µF				
Ciclos de potencia		50,000 mínimo							
Temperatura de operación		0° C a 55° C (32° F a 131° F) para el montaje horizontal 0° C a 45° C (32° F a 113° F) para el montaje vertical ^①							
Temperatura de almacenamiento		-40° C a 85° C (-40° F a 185° F)							
Humedad de operación		5 a 95% sin condensación							
Vibración		De operación: 5 Hz a 2k Hz, 0.381 mm (0.015 pulg.) pico a pico/2.5 g montado en panel, ^② 1 hr por eje							
		Fuera de operación: 5 Hz a 2k Hz, 0.762 mm (0.030 pulg.) pico a pico/5 g, 1 hr por eje							
Choque		De operación: 10 g aceleración pico (7.5 g montado en riel DIN) ^③ (durante 11±1 ms) 3 veces en cada dirección, cada eje							
		Fuera de operación: 20 g aceleración pico (durante 11±1 ms), 3 veces en cada dirección, cada eje							
Certificaciones (cuando el producto o su embalaje tienen la marca)		<ul style="list-style-type: none"> • Certificación CSA • Lista UL • Marca CE para todas las directivas aplicables 							
Par de tornillo terminal		0.9 N-m máximo (8.0 pulg.-lbs)							
Descarga electrostática		IEC801-2 @ 8 K V							
Susceptibilidad radiada		IEC801-3 @ 10 V/m, 27 MHz - 1000 MHz excepto para 3V/m, 87 MHz - 108 MHz, 174 MHz - 230 MHz y 470 MHz - 790 MHz							
Fenómenos transitorios rápidos		IEC801-4 @ fuente de alimentación de 2 K V, 1 K V Comms							
Aislamiento		1500 VCA							

① Voltaje de entrada de CC reducido linealmente desde 30° C (30 V a 26.4 V).

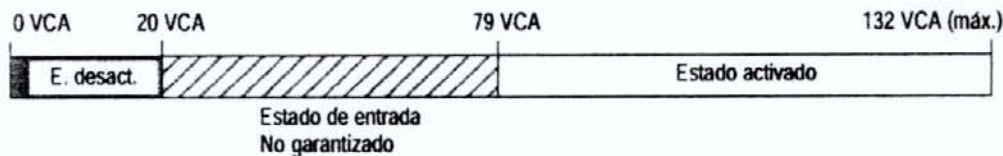
② Controlador montado en riel DIN, 1 g.

③ Se reduce en 2.5 g la capacidad nominal de los relés en controladores de 32 pt.

Descripción	Especificación	
	Controladores 100-120 VCA	Controladores 24 VCC
Rango de voltaje	79 a 132 VCA 47 a 63 Hz	14 a 30 VCC
Voltaje de estado activado	79 VCA mín. 132 VCA máx.	15 VCC mín. 24 VCC nominal 26.4 VCC máx. @ 55° C (131° F) 30.0 VCC máx. @ 30° C (86° F)
Voltaje de estado desactivado	20 VCA	5 VCC
Consumo de corriente (estado activado)	5.0 mA mín. @ 79 VCA 47 Hz 12.0 mA nominal @ 120 VCA 60 Hz 16.0 mA máx. @ 132 VCA 63 Hz	2.5 mA mín. @ 15 VCC 8.0 mA nominal @ 24 VCC 12.0 mA máx. @ 30 VCC
Consumo de corriente (estado desactivado)	2.5 mA máx.	1.5 mA máx.
Impedancia nominal	12 K ohms @ 50 Hz 10 K ohms @ 60 Hz	3K ohms
Corriente máxima en el momento del arranque	250 mA máx. ^①	No se aplica

① Para reducir la corriente máxima en el momento del arranque a 35 mA, aplique una resistencia de 6.8 K ohms, 5 W en serie con la entrada. Como resultado, el voltaje de estado activado aumenta a 92 VCA.

Rango de voltaje de CA de entrada



Rango de voltaje de CC de entrada

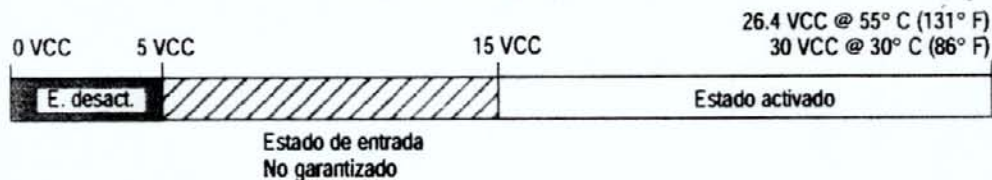
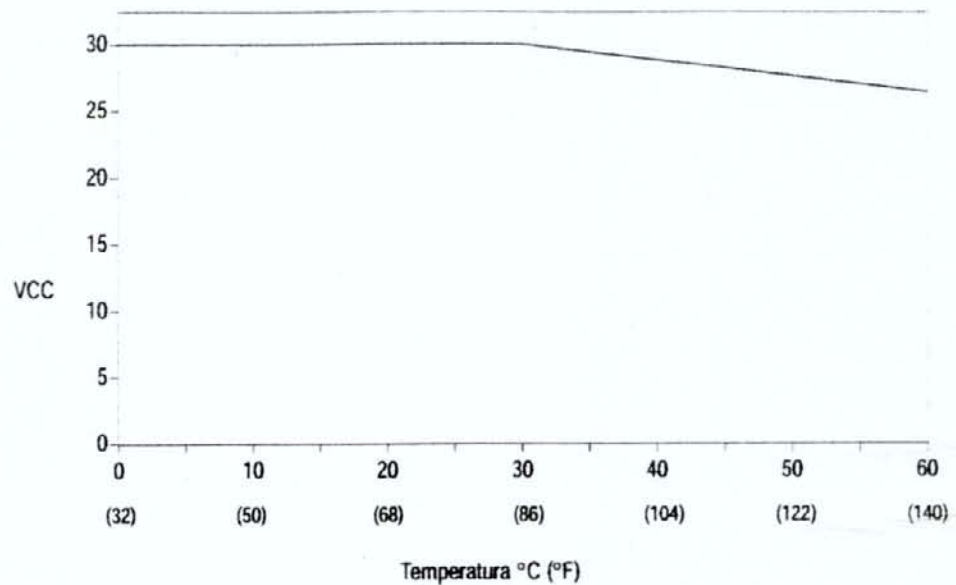


Gráfico de reducción de capacidad nominal de entrada de CC



Especificaciones de salida

Descripción	Especificación		
	Relé	MOSFET	Triac
Tipo	Relé	MOSFET	Triac
Voltaje	5 a 264 VCA 5 a 125 VCC	20.4 a 26.4 VCC	85 a 264 VCA
Corriente de carga máxima	Consulte la Tabla de capacidades nominales de contactos de relé (vea la página 14.)	1.0A por punto @ 55° C (131° F) 1.5A por punto @ 30° C (86° F)	0.5A por punto @ 55° C (131° F) 1.0A por punto @ 30° C (86° F)
Corriente de carga mínima	10.0 mA	1 mA	10.0 mA
Corriente por controlador	1440 VA	3 A para L16BBB 6 A para L32BBB	1440 VA
Corriente por común	8.0A	3 A para L16BBB 6 A para L32BBB	2.5A
Corriente de fuga máxima de estado desactivado	0 mA	1 mA	2 mA @ 132 VCA 4.5 mA @ 264 VCA
Respuesta de desactivado a activado	10 ms máximo	0.1 ms	8.8 ms @ 60 Hz 10.6 ms @ 50 Hz
Respuesta de activado a desactivado	10 ms máximo	1 ms	8.8 ms @ 60 Hz 10.6 ms @ 50 Hz
Corriente de sobretensión por punto	No se aplica	3 A durante 10 ms ^①	10 A durante 25 ms ^①

^① La repetibilidad es una vez cada 2 segundos a 55° C (131° F).

Configuración drenador y surtidor del 1761-L32BBB

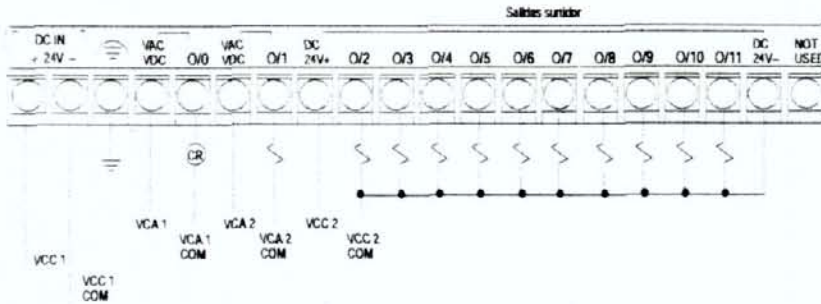
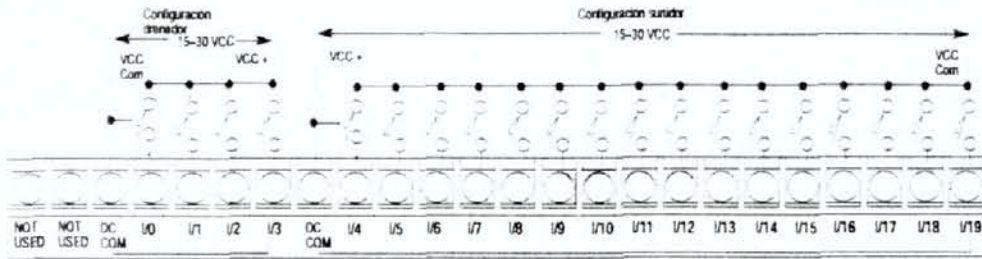
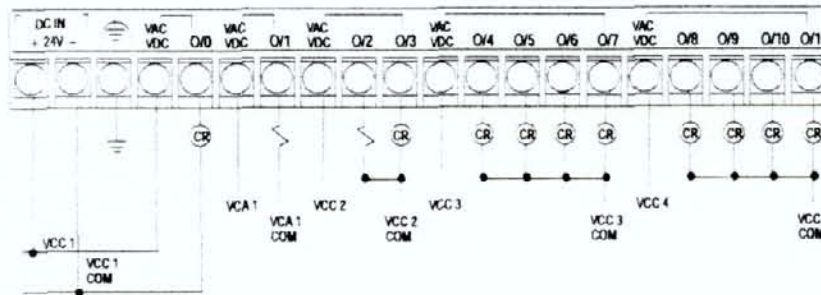
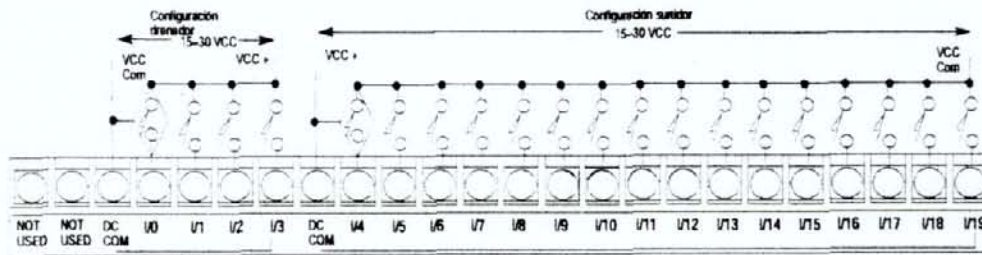


Diagrama de cableado del 1761-L32BWB

Configuración drenador y surtidor del 1761-L32BWB



ANEXO B

Especificaciones del relé MULTILIN SR489

POWER SUPPLY

Options: LO / HI (must be specified when ordering)
 Range: LO: DC: 20 to 60 Vdc
 AC: 20 to 48 Vac @ 48 to 62 Hz
 HI: DC: 90 to 300 Vdc
 AC: 70 to 265 Vac @ 48 to 62 Hz
 Power: 35 VA
 Voltage Loss-ride through time: 30 ms

AC ANALOG INPUTS FREQUENCY TRACKING

Frequency Tracking: Va for wye, Vab for open delta
 6 V minimum, 10 Hz / sec.

OUTPUT AND NEUTRAL END CURRENT INPUTS

CT Primary: 10 - 50000 A
 CT Secondary: 1 A or 5 A (must be specified with order)
 Burden: Less than 0.2 VA at rated load
 Conversion Range: 0.02 - 20 x CT
 Accuracy: at < 2 x CT: ± 0.5% of 2 x CT
 at ≥ 2 x CT: ± 1% of 20 x CT
 CT Withstand: 1 second @ 80 times rated current
 2 seconds @ 40 times rated current
 continuous @ 3 times rated current

GROUND CURRENT INPUT

CT Ratio: 10000:1 for 1A secondary,
 5:0.0025 for Multilin HGF
 CT Secondary: 1 A, 2.5mA for HGF
 Burden: Less than 0.2 VA at rated load for 1A
 Less than 0.02 VA at rated load for HGF
 Conversion Range: 0.02 - 20 x CT
 Accuracy: at < 2 x CT: ± 0.5% of 2 x CT
 at ≥ 2 x CT: ± 1% of 20 x CT
 CT Withstand: 1 second @ 80 times rated current
 2 seconds @ 40 times rated current
 continuous @ 3 times rated current

PHASE VOLTAGE INPUTS

VT Ratio: 1.00 - 240.00:1 in steps of 0.01
 VT Secondary: 200 Vac (Full Scale)
 Conversion Range: 0.02 - 1.00 x Full Scale
 Accuracy: ± 0.5% of Full Scale
 Max. Continuous: 280 Vac

NEUTRAL VOLTAGE INPUT

VT Ratio: 1.00 - 240.00:1 in steps of 0.01
 VT Secondary: 100 Vac (Full Scale)
 Conversion Range: 0.005 - 1.00 x Full Scale
 Accuracy: ± 0.5% of Full Scale
 Max. Continuous: 280 Vac

DIGITAL INPUTS

Inputs: 9 opto-isolated inputs
 External Switch: dry contact < 800 ohms, or
 open collector NPN transistor from sensor
 6 mA sinking from internal 4K pullup @ 24Vdc
 with Vce < 4Vdc
 SR489 Sensor Supply: +24Vdc @ 20 mA Max.

RTD INPUTS

RTDs: 3 wire type 100W Platinum (DIN.43760)
 100W Nickel
 120W Nickel
 10 W Copper } field programmable
 RTD Sensing Current: 5mA
 Isolation: 36 Vpk (Isolated with Analog Inputs and Outputs)
 Range: -50 to +250 °C
 Accuracy: ± 2 °C for Platinum and Nickel
 ± 5 °C for Copper
 Lead Resistance: 25W Max per lead
 No Sensor: >1000 W
 Short/Low Alarm: < -50 °C

TRIP COIL SUPERVISION

Applicable Voltage: 20-300 Vdc
 Trickle Current: 2-5mA

ANALOG CURRENT INPUTS

Current Inputs: 0-1 mA, 0-20mA or 4-20 mA (setpoint)
 Input Impedance: 226 W +/-10%
 Conversion Range: 0-21 mA
 Accuracy: ± 1% of full scale
 Type: passive
 Analog Input Supply: +24VDC @ 100mA max.
 Sampling Interval: 50 ms

COMMUNICATIONS PORTS

RS232 Port: 1, Front Panel, non-isolated
 RS485 Ports: 2, Isolated together @ 36Vpk
 Baud Rates: RS485: 300,1200,2400,4800,9600,19200
 RS232: 9600
 Parity: None, Odd, Even
 Protocol: Modbus® RTU / half duplex, DNP 3.0

ANALOG CURRENT OUTPUT

Type: Active
 Range: 4-20 mA, 0-1 mA (must be specified with order)
 Accuracy: ± 1% of full scale
 4-20 mA maximum load: 1200 W
 0-1mA maximum load: 10 kW
 Isolation: 36 Vpk (Isolated with RTDs and analog inputs)
 4 Assignable Outputs: phase A,B,C output current
 3 phase average current
 negative sequence current
 generator load
 hottest stator RTD
 hottest bearing RTD
 RTD # 1-12
 AB voltage
 BC voltage
 CA voltage
 average phase-phase voltage
 volts/hertz
 frequency
 3rd harmonic neutral voltage
 power factor
 3 phase reactive power (Mvar)
 3 phase real power (MW)
 3 phase apparent power (MVA)
 analog inputs 1-4
 tachometer
 thermal capacity used
 I, Mvar, MW, MVA demands

OUTPUT RELAYS

Configuration: 6 Electro-Mechanical Form C
 Contact Material: silver alloy
 Operate Time: 10ms
 Max Ratings for 100000 operations

VOLTAGE	MAKE/CARRY CONTINUOUS	MAKE/CARRY 0.2 s	BREAK	MAX LOAD
DC 30 Vdc	10 A	30 A	10 A	300 W
Resistive 125 Vdc	10 A	30 A	0.5 A	62.5 W
	10 A	30 A	0.3 A	75 W
DC 30 Vdc	10 A	30 A	5 A	150 W
Inductive 125 Vdc	10 A	30 A	0.25 A	31.3 W
L/R = 40 ms 250 Vdc	10 A	30 A	0.15 A	37.5 W
AC 120 Vac	10 A	30 A	10 A	2770 VA
Resistive 250 Vac	10 A	30 A	10 A	2770 VA
AC 120 Vac	10 A	30 A	4 A	480 VA
Inductive 250 Vac	10 A	30 A	3 A	750 VA
PF = 0.4				

TERMINALS

Low Voltage (A, B, C, D terminals):
 12 AWG max
 High Voltage (E, F, G, H terminals):
 #8 ring lug, 10 AWG wire standard

1

POWER METERING

Range: 0.000 - 2000.000 +/-Mw, +/-Mvar, MVA
 Accuracy: $\pm 1\%$ of $\sqrt{3} \times 2 \times \text{CT} \times \text{VT} \times \text{VT}$ full scale @ $I_{\text{avg}} < 2 \times \text{CT}$
 $\pm 1.5\%$ of $\sqrt{3} \times 2 \times \text{CT} \times \text{VT} \times \text{VT}$ full scale @ $I_{\text{avg}} > 2 \times \text{CT}$

WATTHOUR and VARHOUR METERING

Description: Continuous total of +Watt-hours and +/- var-hours
 Range: 0.000 - 4000000.000 Mvar-Hours
 Timing Accuracy: $\pm 0.5\%$
 Update Rate: 50 ms

DEMAND METERING

Metered Values: Maximum Phase Current
 3 Phase Real Power
 3 Phase Apparent Power
 3 Phase Reactive Power
 Measurement Type: Rolling Demand
 Demand Interval: 5 - 90 minutes in steps of 1
 Update Rate: 1 minute
 Elements: Alarm

GENERAL INPUT A - G (Digital Input)

Configurable: Assignable Digital Inputs 1 - 7
 Time Delay: 0.1 - 5000.0 s in steps of 0.1
 Block From Online: 0 - 5000 s in steps of 1
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip, Alarm, and Control

SEQUENTIAL TRIP (Digital Input)

Configurable: Assignable to Digital Inputs 1 - 7
 Pickup Level: 0.02 - 0.99 x Rated MW in steps of 0.01
 Low Forward Power / Reverse Power
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: see power metering
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

FIELD BREAKER DISCREPANCY (Digital Input)

Configurable: Assignable to Digital Inputs 1 - 7
 Time Delay: 0.1 - 500.0 s in steps of 0.1
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

TACHOMETER (Digital Input)

Configurable: Assignable to Digital Inputs 4 - 7
 RPM Measurement: 100 - 7200 RPM
 Duty Cycle of Pulse: $> 10\%$
 Pickup Level: 101 - 175 x Rated Speed in steps of 1
 Time Delay: 1 - 250 s in steps of 1
 Timing Accuracy: ± 0.5 s or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

OVERCURRENT ALARM

Pick-up Level: 0.10 - 1.50 x FLA in steps of 0.01
 average phase current
 Time Delay: 0.1 - 250.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Alarm

OFFLINE OVERCURRENT

Pick-up Level: 0.05 - 1.00 x CT in steps of 0.01
 of any one phase
 Time Delay: 3 - 99 cycles in steps of 1
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz
 Elements: Trip

INADVERTENT ENERGIZATION

Arming Signal: undervoltage and/or Offline from breaker status
 Pick-up Level: 0.05 - 3.00 x CT in steps of 0.01
 of any one phase
 Time Delay: no intentional delay
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz
 Elements: Trip

PHASE OVERCURRENT

Voltage Restraint: Programmable fixed characteristic
 Pick-up Level: 0.15 - 20.00 x CT in steps of 0.01
 of any one phase
 Curve Shapes: ANSI, IEC, IAC, Flexcurve, Definite Time
 Time Delay: 0.000 - 100.000 s in steps of 0.001
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

NEGATIVE SEQUENCE OVERCURRENT

Pick-up Level: 3 - 100 % FLA in steps of 1
 Curve Shapes: I_2^2 trip as defined by k, definite time alarm
 Time Delay: 0.1 - 100.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

GROUND OVERCURRENT

Pick-up Level: 0.05 - 20.00 x CT in steps of 0.01
 Curve Shapes: ANSI, IEC, IAC, Flexcurve, Definite Time
 Time Delay: 0.00 - 100.00 s in steps of 0.01
 Pickup Accuracy: as per Ground Current Input
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

PHASE DIFFERENTIAL

Pick-up Level: 0.05 - 1.00 x CT in steps of 0.01
 Curve Shape: Dual Slope
 Time Delay: 0 - 100 cycles in steps of 1
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

GROUND DIRECTIONAL

Pick-up Level: 0.05 - 20.00 x CT in steps of 0.01
 Time Delay: 0.1 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

HIGH-SET PHASE OVERCURRENT

Pickup Level: 0.15 - 20.00 x CT in steps of 0.01
 Time Delay: 0.00 - 100.00 s in steps of 0.01
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 50 ms @ 50/60 Hz or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip

UNDERVOLTAGE

Pick-up Level: 0.50 - 0.99 x rated Voltage in steps of 0.01
 Curve Shapes: Inverse Time, definite time alarm
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Voltage Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

OVERVOLTAGE

Pick-up Level: 1.01 - 1.50 x rated Voltage in steps of 0.01
 Curve Shapes: Inverse Time, definite time alarm
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Voltage Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

VOLTS/HERTZ

Pick-up Level: 1.00 - 1.99 x nominal in steps of 0.01
 Curve Shapes: Inverse Time, definite time alarm
 Time Delay: 0.1 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Voltage Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or $\pm 0.5\%$ of total time
 Elements: Trip and Alarm

VOLTAGE PHASE REVERSAL

Configuration: ABC or ACB phase rotation
 Timing Accuracy: 200 - 400 ms
 Elements: Trip

UNDERFREQUENCY

Required Voltage: 0.50 - 0.99 x rated voltage in Phase A
 Block From Online: 0 - 5 s in steps of 1
 Pick-up Level: 20.00 - 60.00 in steps of 0.01
 Curve Shapes: 1 level alarm, two level trip definite time
 Time Delay: 0.1 - 5000.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: ± 0.02 Hz
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

OVERFREQUENCY

Required Voltage: 0.50 - 0.99 x rated voltage in Phase A
 Block From Online: 0 - 5 s in steps of 1
 Pick-up Level: 25.01 - 70.00 in steps of 0.01
 Curve Shapes: 1 level alarm, two level trip definite time
 Time Delay: 0.1 - 5000.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: ± 0.02 Hz
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

NEUTRAL OVERVOLTAGE (Fundamental)

Pick-up Level: 2.0 - 100.0 V secondary in steps of 0.01
 Time Delay: 0.1 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Neutral Voltage Input
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

NEUTRAL UNDERVOLTAGE (3rd Harmonic)

Blocking Signals: Low power and Low Voltage if Open Delta
 Pick-up Level: 0.5 - 20.0 V secondary in steps of 0.01 if open delta adaptive if wye VT connection
 Time Delay: 5 - 120 s in steps of 1
 Pickup Accuracy: at ≤ 20.0 V secondary: as per Neutral Voltage Input
 at > 20.0 V secondary: ± 5 % of pickup
 Timing Accuracy: ± 3.0 s
 Elements: Trip and Alarm

LOSS OF EXCITATION (Impedance)

Pickup Level: 2.5 - 300.0 Ω secondary in steps of 0.1 with adjustable impedance offset 2.5 - 300.0 Ω secondary in steps of 0.1
 Time Delay: 0.1 - 10.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Voltage Input and Phase Current Input
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip - two trip zones using impedance circles

DISTANCE (Impedance)

Pickup Levels: 0.1 - 500.0 Ω secondary in steps of 0.1
 50 - 85° reach in steps of 1°
 Time Delay: 0.0 - 150.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: as per Voltage Input and Phase Current Input
 Timing Accuracy: 150 ms ± 50 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip - two trip zones

REACTIVE POWER

Block From Online: 0 - 5000 s in steps of 1
 Pick-up Level: 0.02 - 1.50 x rated Mvar Positive and negative
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: see power metering
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

REVERSE POWER

Block From Online: 0 - 5000 s in steps of 1
 Pick-up Level: 0.02 - 0.99 x rated MW
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: see power metering
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

LOW FORWARD POWER

Block From Online: 0 - 15000 s in steps of 1
 Pick-up Level: 0.02 - 0.99 x rated MW
 Time Delay: 0.2 - 120.0 s in steps of 0.1
 Pickup Accuracy: see power metering
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 0.5 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

PULSE OUTPUT

Parameters: + kwh, +kvarh, -kvarh
 Interval: 1-50000 in steps of 1
 Pulse Width: 200-1000 ms in steps of 1 ms

RTDs 1-12

Pickup: 1 - 250 °C in steps of 1
 Pickup Hysteresis: 2°C
 Time Delay: 3 s
 Elements: Trip and Alarm

OVERLOAD / STALL PROTECTION / THERMAL MODEL

Overload Curves: 15 Standard Overload Curves
 Custom Curve
 Voltage Dependent Custom Curve
 (all curves time out against average phase current)
 Curve Biasing: Phase Unbalance
 Hot/Cold Curve Ratio
 Stator RTD
 Online Cooling Rate
 Offline Cooling Rate
 Line Voltage
 Overload Pickup: 1.01 - 1.25
 Pickup Accuracy: as per Phase Current Inputs
 Timing Accuracy: ± 100 ms or ± 2 % of total time
 Elements: Trip and Alarm

OTHER FEATURES

- Serial Start/Stop Initiation
- Remote Reset (Configurable Digital Input)
- Test Input (Configurable Digital Input)
- Thermal Reset (Configurable Digital Input)
- Dual Setpoints
- Pre-Trip Data
- Event Recorder
- Waveform Memory
- Fault Simulation
- VT Failure
- Trip Counter
- Breaker Failure
- Trip Coil Monitor

ENVIRONMENT

Ambient Operating Temperature: -40 °C - +60 °C
 Ambient Storage Temperature: 40 °C - +80 °C.
 Humidity: Up to 90%, noncondensing.
 Altitude: Up to 2000m
 Pollution Degree: 2

NOTE: It is recommended that the SR489 be powered up at least once per year to prevent deterioration of electrolytic capacitors in the power supply.

CASE

Fully drawout (Automatic CT shorts)
 Seal provision
 Dust tight door
 Panel or 19" rack mount
 IP Class: XO

PRODUCTION TESTS

Thermal Cycling: Operational test at ambient, reducing to -40°C and then increasing to 80°C
 Dielectric Strength: 2.0 kV for 1 minute from relays, CTs, VTs, power supply to Safety Ground

DO NOT CONNECT FILTER GROUND TO SAFETY GROUND DURING TEST

FUSE

Hi-Volt: Current Rating: 2A
 Type: 5x20mm SiO-Blo Littelfuse, High Breaking Capacity
 Model#: 215002
 Lo-Volt: Current Rating: 3.15A
 Type: 5x20mm SiO-Blo Littelfuse, High Breaking Capacity
 Model#: 2153.15

1

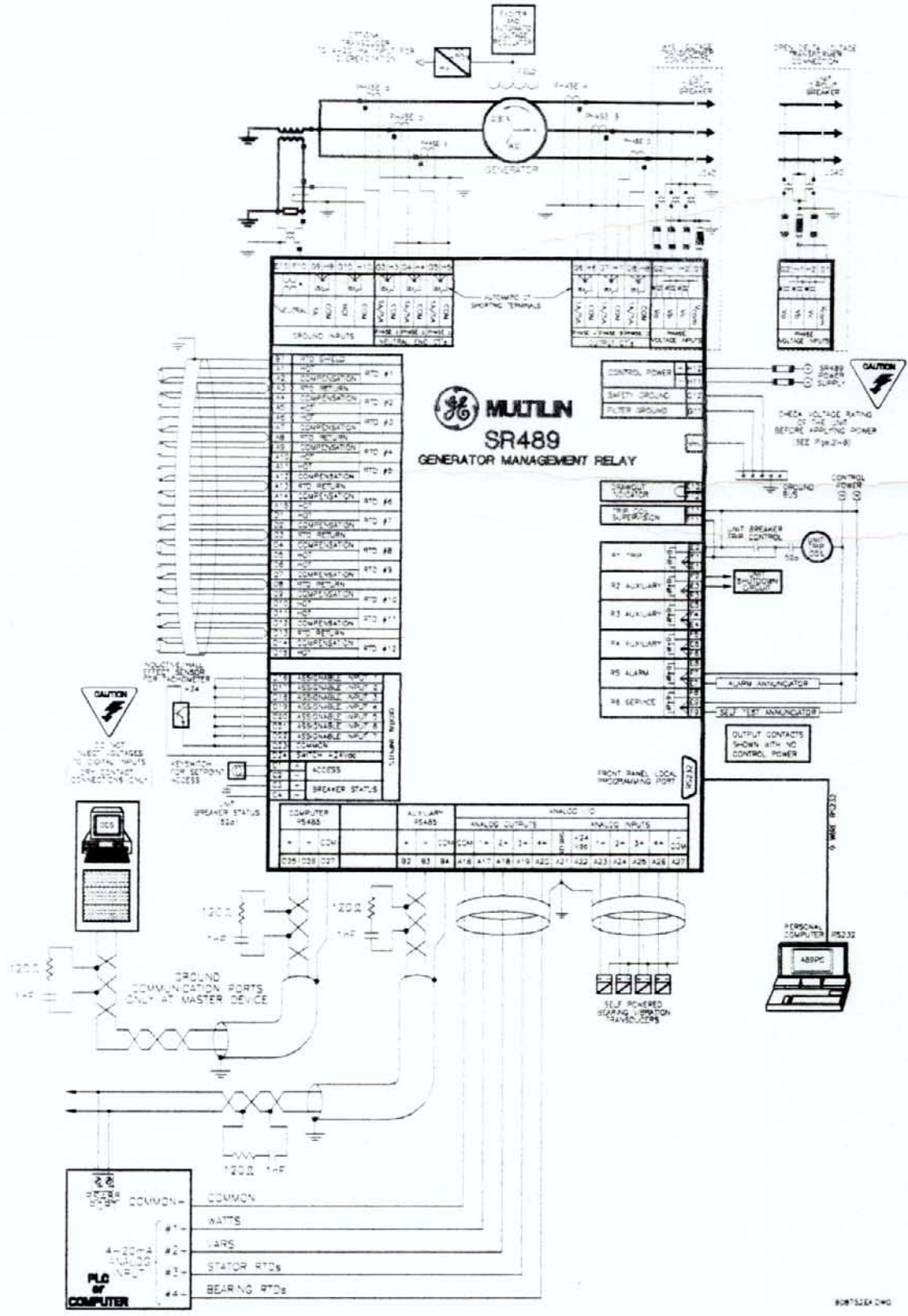


Figure 2-10 TYPICAL WIRING DIAGRAM

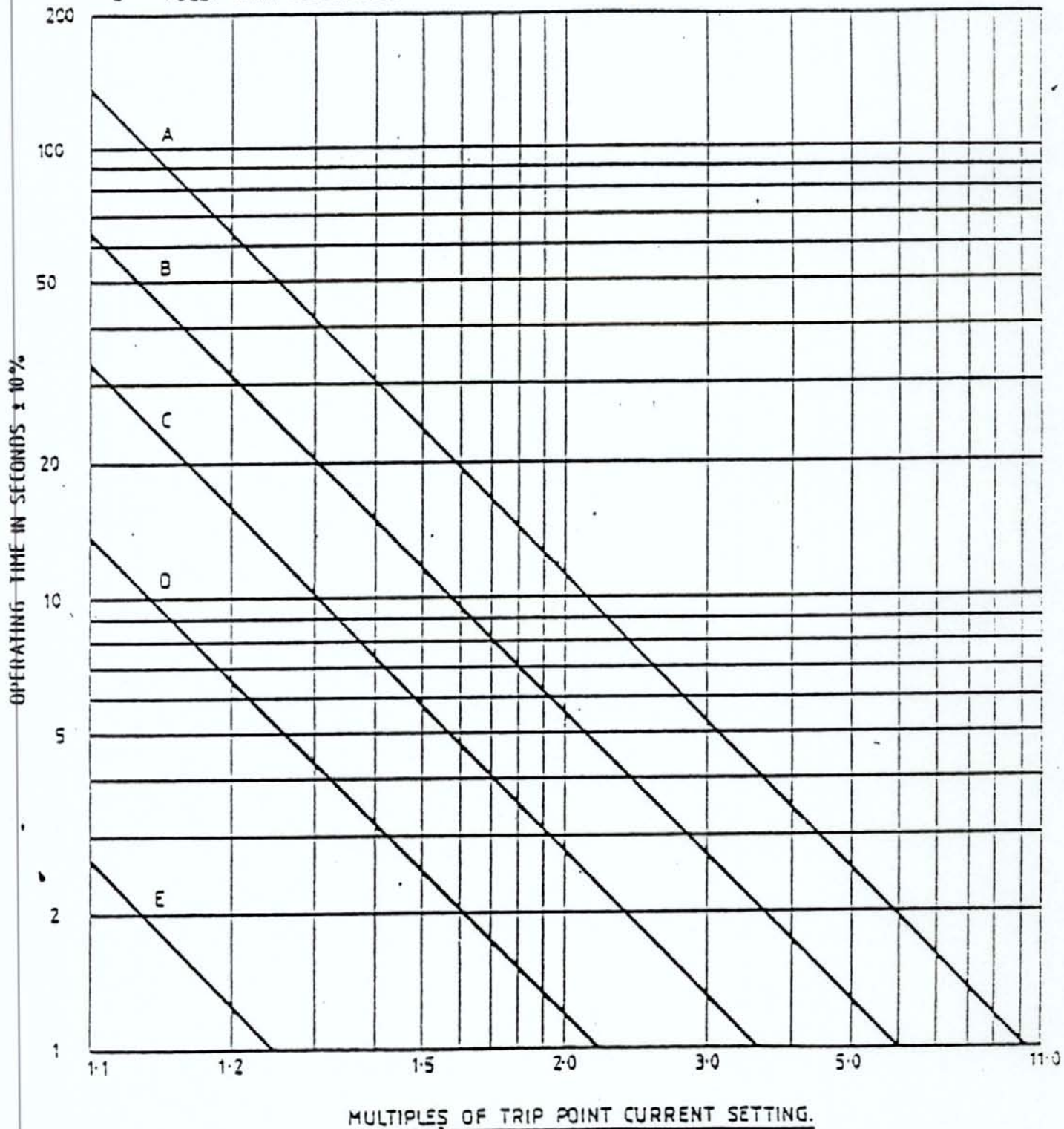
8087524X DWG

ANEXO C
Curvas del generador DALE 8000

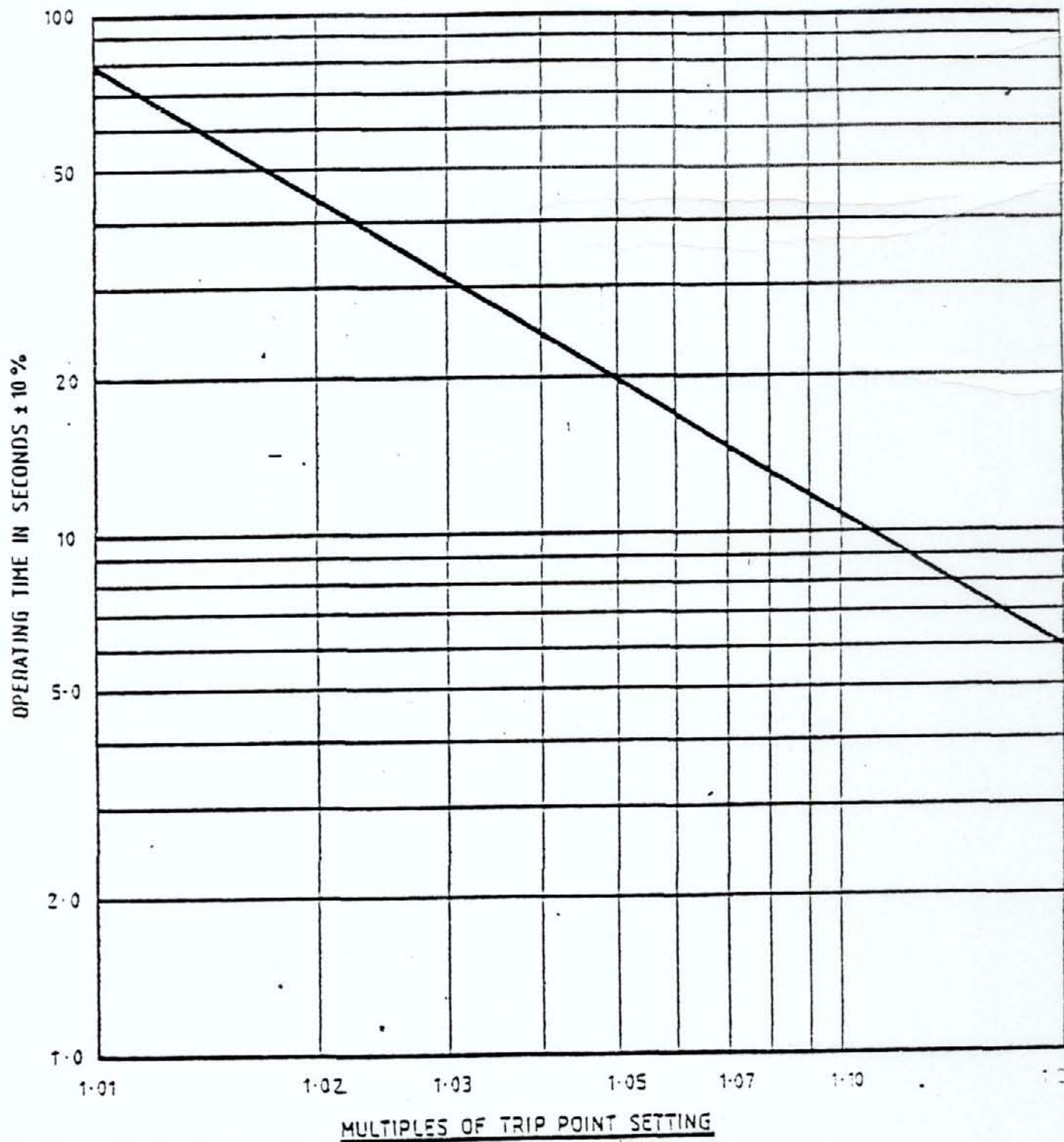


AMPLITUDE RELATED TIME DELAY CHARACTERISTIC FOR
OVERCURRENT AND EARTH FAULT DETECTION CIRCUITS.

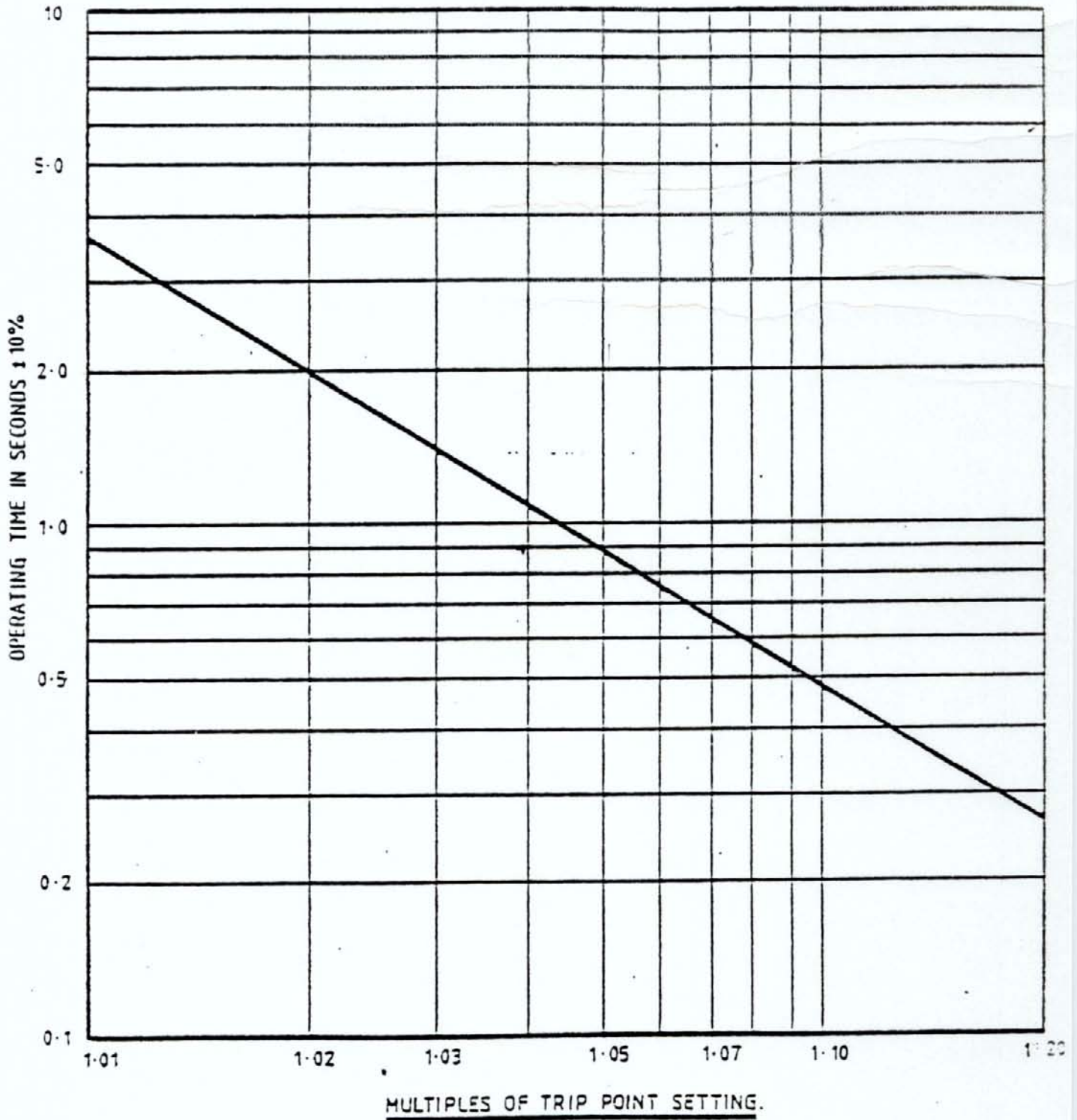
- A - POTENTIOMETER SETTING 100% CLOCKWISE.
- B - 50% CLOCKWISE. (NORMAL SETTING WHEN IT LEAVES THE FACTORY.)
- C - 25% CLOCKWISE.
- D - 10% CLOCKWISE.
- E - FULLY ANTI-CLOCKWISE.



AMPLITUDE RELATED TIME DELAY CHARACTERISTIC FOR 145
GENERATOR OVER VOLTAGE



AMPLITUDE RELATED TIME DELAY CHARACTERISTIC FOR GENERATOR
UNDER VOLTAGE AND ENGINE UNDER AND OVER SPEED. 146



ANEXO D

**Curvas de sobrecorriente inversa disponibles en el
relé MULTILIN SR489**



MULTILIN SR489 ANSI NORMALLY INVERSE

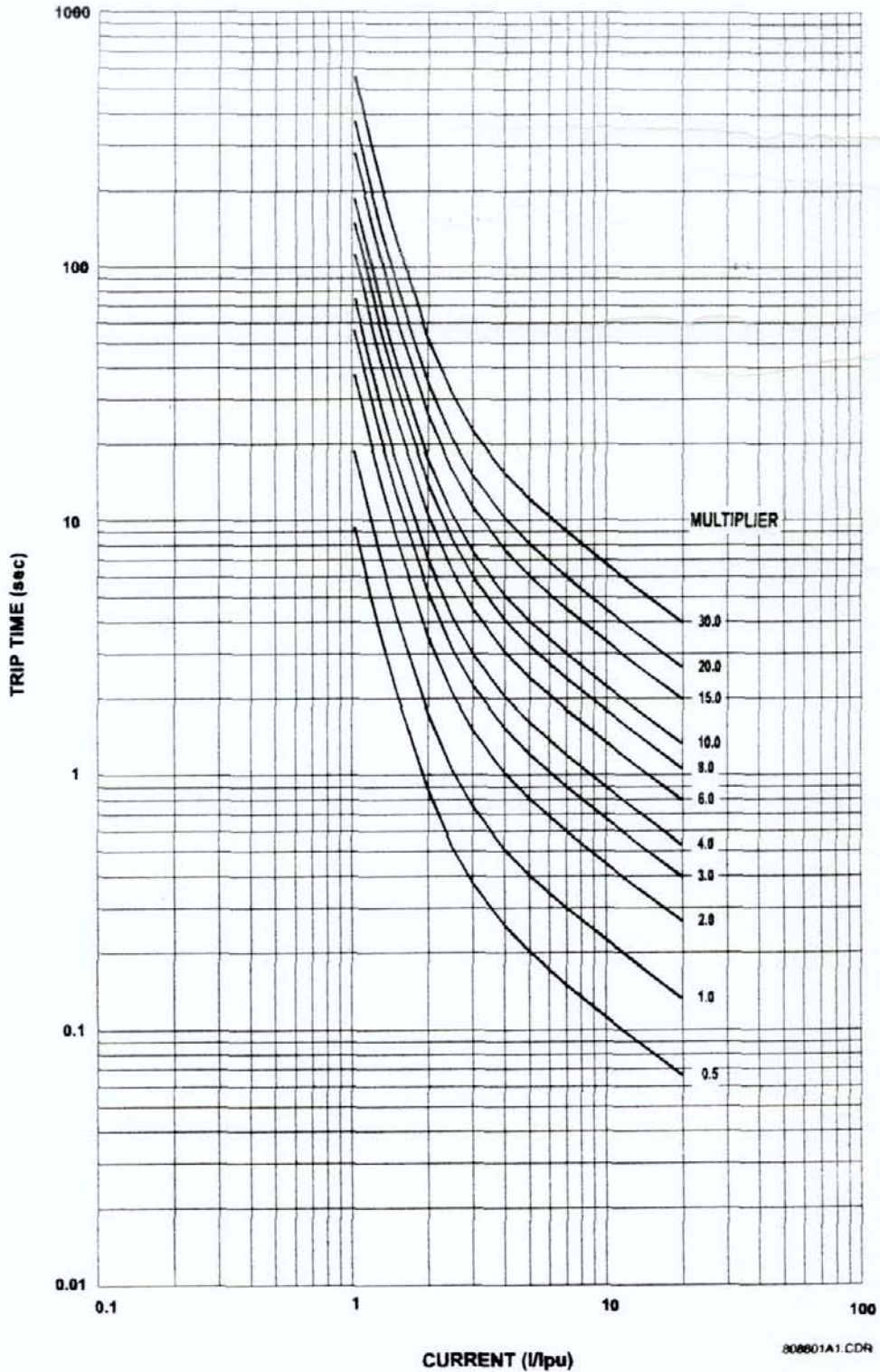


Figure C-2 NORMALLY INVERSE CURVE (ANSI)

808801A1.CDR



MULTILIN SR489 IAC INVERSE

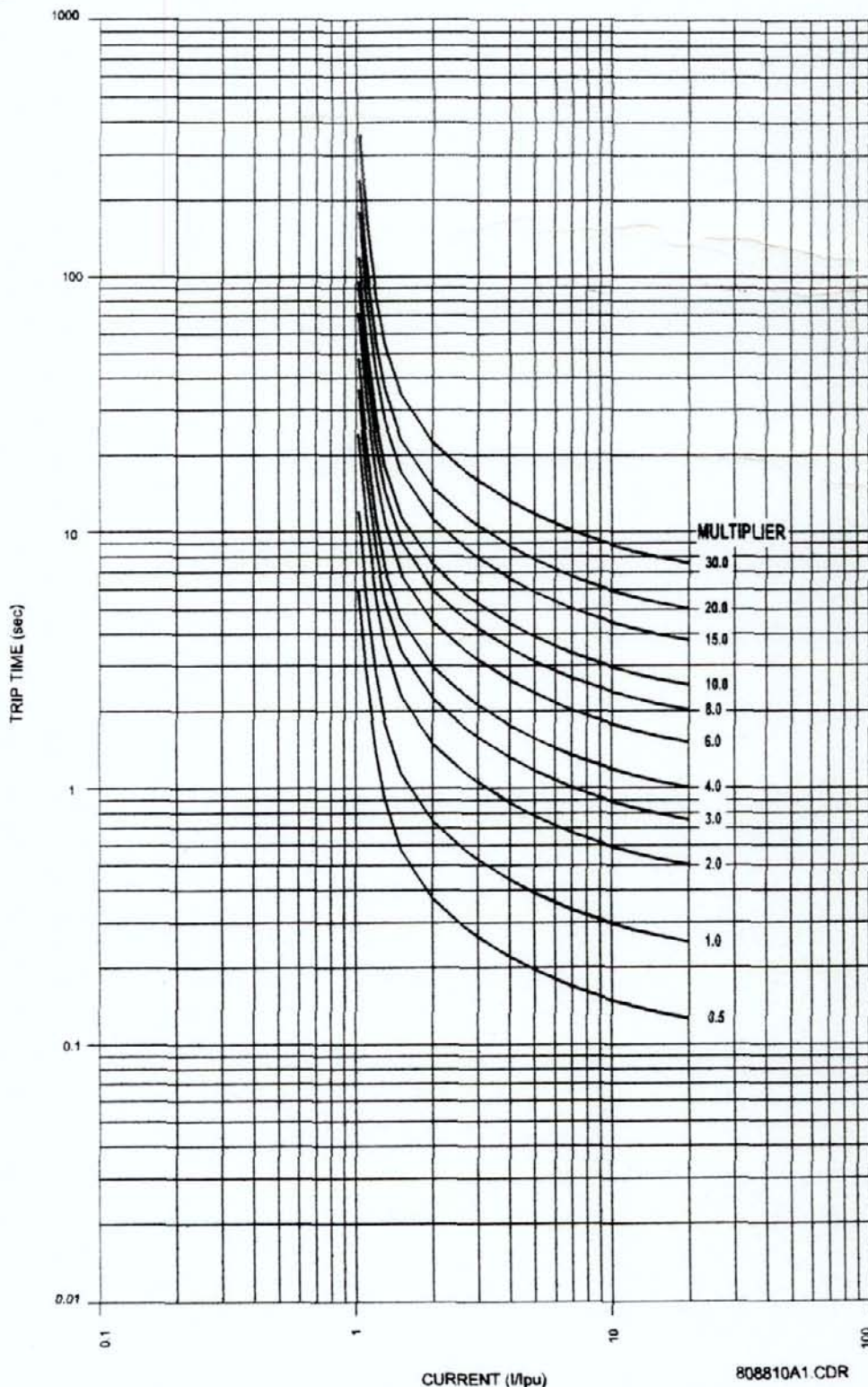


Figure C-7 IAC INVERSE CURVE

808810A1.CDR



MULTILIN SR489 IEC CURVE C (BS142)

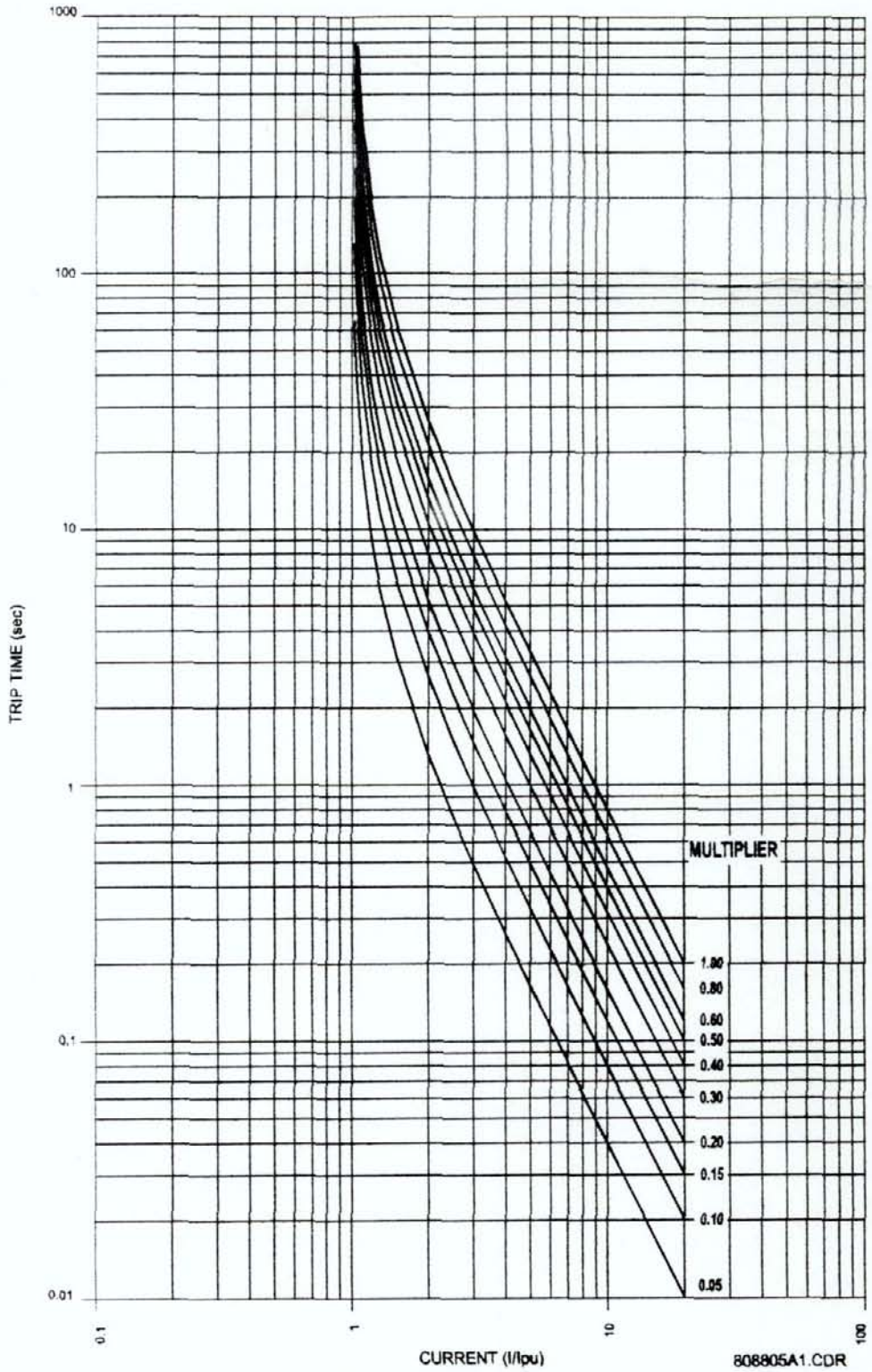


Figure C-12 IEC CURVE C (BS142)

808805A1.CDR