

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESTUDIO Y ANÁLISIS DE SISTEMA DE CONMUTACIÓN
AUTOMÁTICA CON TRANSFERENCIA DE CARGA EN PARALELO
EN UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRÓNICO

PRESENTADO POR:

CESAR NAZARIO ROMERO ALEGRÍA

**PROMOCIÓN
2005-I**

**LIMA – PERÚ
2010**

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DE SISTEMA DE CONMUTACION
AUTOMÁTICA CON TRANSFERENCIA DE CARGA EN PARALELO
EN UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN**

Dedico el presente trabajo a mis padres, por inculcarme el estudio, y a mi esposa e hijos por inspirarme a realizarlo.

SUMARIO

Para algunas empresas, por su giro laboral, es indispensable el suministro permanente de energía eléctrica, ya que sin ésta se tendría grandes pérdidas debido al paro de su producción. Debido a esto, he desarrollado un análisis de un sistema de transferencia automática cuyo objetivo es mantener el suministro de energía minimizando los tiempos de interrupción. En este sistema se consideró el equipo controlador EGCP-2 de Woodward. Este sistema de conmutación es muy importante ya que considera una transferencia controlada "soft transfer" de carga, tratándose de una aplicación en paralelo, al detectar el retorno de la red, y la red estable durante un tiempo establecido, el EGCP-2 sincroniza el grupo electrógeno con la red. Después de sincronizar con la red se descarga suavemente el generador hasta transferir la totalidad de la carga a la red.

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Objetivo.....	2
1.3 Aspectos técnicos.....	2
1.4 Justificación o motivación.....	3
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.....	4
2.1 Descripción General.....	4
2.2 Diagrama de flujo.....	5
2.3 Datos de carga.....	6
2.4 Grupo electrógeno de emergencia.....	7
2.4.1 Criterios para seleccionar el grupo electrógeno.....	7
2.4.2 Sincronización de generador eléctrico.....	8
2.5 Generador disponible, Caterpillar de 906KVA.....	9
2.5.1 Equipos de control.....	10
2.6 Controlador de generador y motor, EGCP-2 de Woodward.....	13
2.6.1 Funciones del EGCP-2.....	13
2.6.2 Configuración del EGCP-2.....	15
2.6.3 Control de carga.....	18
2.7 Disyuntor Cutler Hammer.....	20
CAPÍTULO III MONTAJE E INSTALACIÓN.....	22
3.1 Montaje de equipos de fuerza.....	22
3.2 Montaje de equipos de control.....	24
3.3 Puesta a tierra.....	26
3.4 Estándares de protección.....	26
CAPÍTULO IV PRUEBAS Y RESULTADOS.....	31
4.1 Consideraciones previas.....	31

4.2	Procedimiento de arranque y comprobación.....	31
4.3	Pruebas finales.....	33
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		36
ANEXO A.....		38
RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE CONTROLADOR EGCP-2		
ANEXO B.....		47
DISYUNTOR MAGNUM IEC – CUTLER HAMMER		
BIBLIOGRAFÍA.....		54

PRÓLOGO

Cuando la demanda de electricidad aumenta en gran escala, no es extraño que se produzcan repentinos cortes de energía y que sea necesario recurrir a los generadores de emergencia para cubrir la falta de suministro temporal. Estos ya son indispensables en lugares como hospitales, industrias, locales de gran concurrencia, sitios donde las actividades no pueden parar porque así lo demanda el mercado actual. Los grupos electrógenos de emergencia son una solución a este tipo de imprevistos, su costo frente a la pérdida por un corte no programado es una alternativa efectiva en constante aplicación.

Una transferencia de energía puede realizarse manualmente en la mayoría de casos, especialmente si la prioridad de la carga no son críticas, pero existen ocasiones en las que es difícil esperar a que el personal realice estas acciones especialmente si se debe poner en paralelo el generador con la red, por consiguiente es necesario implementar un sistema automático de sincronización y transferencia suave de energía, que disminuya costos y riesgos frente a un sistema manual.

En este informe se abordan los principales aspectos a considerar al diseñar e instalar sistemas de transferencia suaves de energía eléctrica.

El capítulo 1 plantea el problema a resolver y lo que se quiere lograr con este informe.

En el capítulo 2 presenta los equipos que se van a utilizar como el controlador de motor EGCP-2 con sus respectivas configuraciones y circuitos auxiliares aplicados. En este capítulo también se menciona las características de los disyuntores.

El capítulo 3 describe el montaje e instalación de los equipos de fuerza y control en el tablero de acuerdo a las normas NEC, las consideraciones de puesta a tierra de los dispositivos, los elementos de protección con los que cuenta el sistema de transferencia están de conformidad con los estándares ANSI.

El capítulo 4 detalla las consideraciones previas para el buen desempeño de las pruebas, la configuración de parámetros para el arranque y la comprobación de funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes

Mantener el suministro de energía eléctrica es imprescindible para la mayoría de las empresas, presentando el sistema de transferencia manual, la necesidad de contar con personal de guardia calificado y tener obligadamente que parar la producción tanto para hacer el cambio de suministro de red a suministro de emergencia y viceversa. Debido a esto se busca implementar un sistema de transferencia automática el cual asegura el suministro de energía eléctrica minimizando los tiempos de interrupción.

1.2 Objetivo

El objetivo del presente trabajo es analizar el sistema que mantiene el suministro de energía eléctrica, teniendo controlado la conmutación cuando exista pérdida de energía de red y entre en funcionamiento el grupo electrógeno, así como la transición de liberación del grupo cuando la red se normalice.

Del mismo modo, muestra la manera de seleccionar equipos, configurar y poner a prueba el sistema para un correcto funcionamiento.

1.3 Aspectos técnicos

El presente informe detalla las consideraciones a tener para la correcta selección de los equipos y accesorios del sistema de conmutación con transferencia de carga eléctrica con mínimos tiempos de interrupción en el caso de pérdida de red normal, así como la transferencia suave de carga en caso de que el suministro eléctrico se restablezca.

También se detalla la manera correcta de poner a prueba el sistema con su simulación de pérdida de red, esto es sumamente necesario ya que asegura el buen funcionamiento durante una caída real del suministro eléctrico.

Todo el equipamiento considerado en el proyecto descrito en este informe es de alta calidad debido al cumplimiento con normas internacionales de fabricación, pues han sido sometidos a rigurosas pruebas de ensayo que garantizan un buen funcionamiento y operación. Del mismo modo, se consideró por su diseño robusto y compacto para un buen montaje sin poner en riesgo la integridad de los mismos.

1.4 Justificación o motivación

La importancia de este tema viene dado por la creciente demanda que las empresas tienen ante un repentino corte de suministro de energía eléctrica, ya que este traería consigo cuantiosas pérdidas económicas por parada en la producción, del mismo modo pondría en riesgo los bienes y seguridad de los operarios.

Otro de los puntos que pesaron sobre la elección del tema es que es un sistema automático en el cual las cargas consideradas como críticas no dejan de ser atendidas tanto con el servicio normal como con el de emergencia.

CAPÍTULO II MARCO TEORICO CONCEPTUAL

2.1 Descripción general

Con el esquema de la figura 2.1 se puede observar la descripción gráfica del sistema a implementar

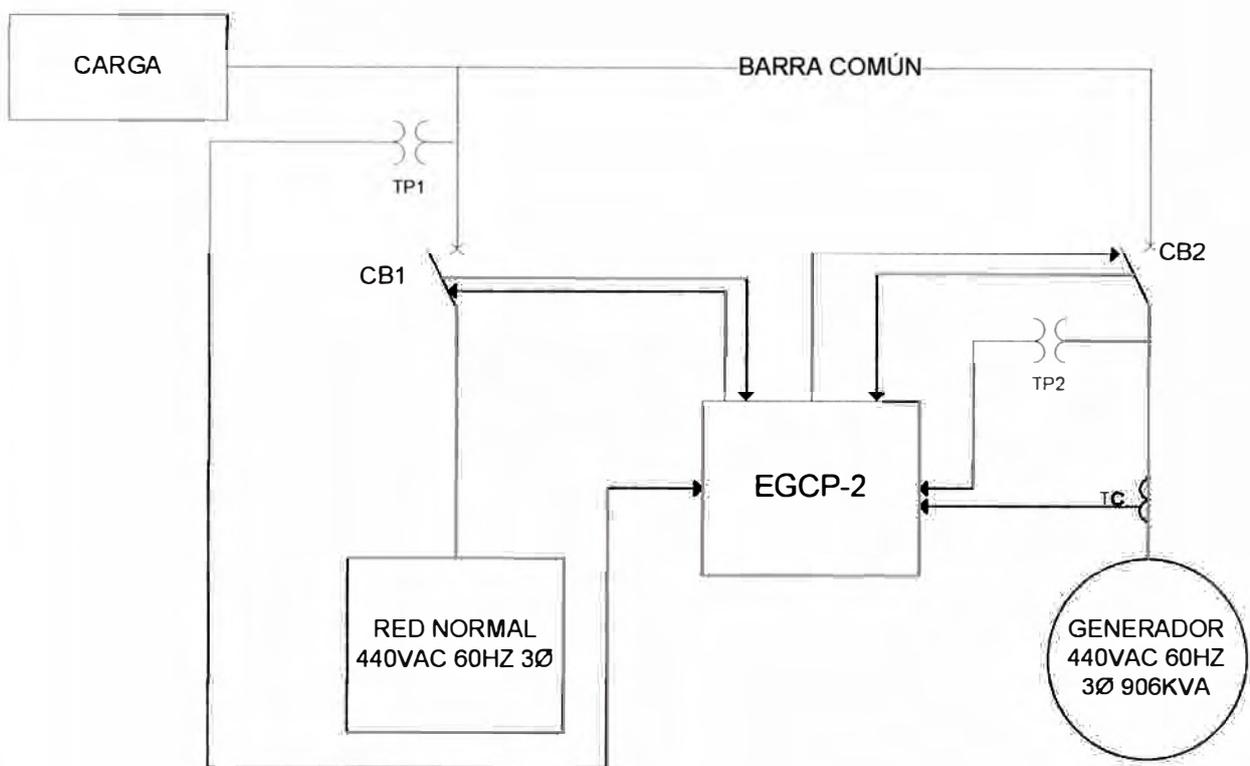


Figura 2.1 Esquema general del sistema

Donde:

CB1, disyuntor general de la red normal

CB2, disyuntor general del generador

TP1, transformador de potencial para medición del suministro normal

TP2, transformador de potencial para medición del suministro de emergencia

TC, transformador de intensidad de corriente del suministro de emergencia

EGCP-2, equipo controlador de transferencia

2.2 Diagrama de flujo

En la figura 2.2 se muestra el diagrama de flujo general del sistema.

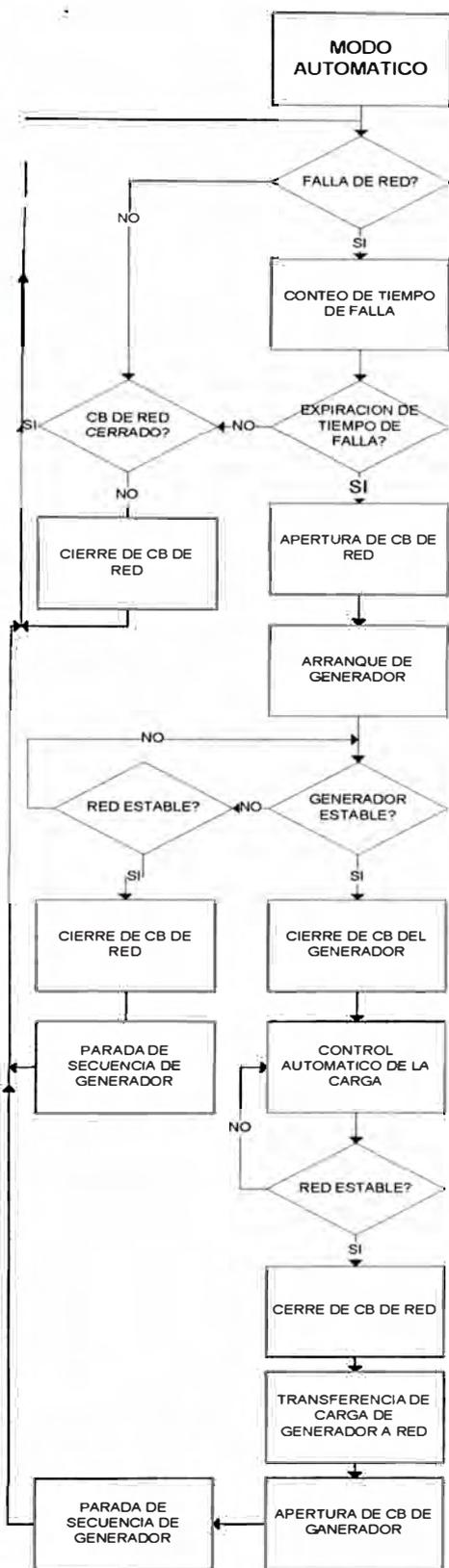


Figura 2.2 Diagrama de flujo general del sistema de transferencia automática.

2.3 Datos de carga

En la planta donde se está implantando este sistema existen diversas carga como son iluminación, motores, hornos, refrigeración, sistema de comunicación y procesamiento de datos.

Con esta premisa, se puede realizar un estudio para determinar la criticidad de cada una de ellas y darle prioridad a la hora de suministrarle energía en caso de una pérdida de red.

- ✓ **Iluminación**, los pasillos, escaleras, lugares de operación y tránsito de maquinaria pesada son lugares donde es necesario contar con el suministro, su ausencia podría causar lesiones graves y daños a la propiedad.
- ✓ **Sistemas mecánicos**, los motores, transportadores, elevadores que son sumamente importantes para que la producción no se detenga.
- ✓ **Hornos**, importantes porque sin su funcionamiento no se podría continuar con la producción
- ✓ **Refrigeración**, dentro de la planta el cual consta de sistemas transportadores hacia el horno, existe la etapa de refrigeración para que de término al proceso, es por eso que se requiere la permanencia del fluido eléctrico en estos equipos.
- ✓ **Sistema de comunicación de datos y procesamiento**, Son altamente vulnerables a variaciones de voltaje aunque generalmente conectados a un equipo de que almacenan energía como UPS requieren de energía casi de inmediato. Esta información es importante ya que se requiere que el automatismo, que muchas veces está conectado a un PLC, siga en funcionamiento.

También se muestran las cargas críticas de la planta en la tabla 2.1.

CARGAS CRÍTICAS DE LA PLANTA	
TIPOS DE CARGA	TOTAL KW
SISTEMAS MECÁNICOS	192.50
REFRIGERACIÓN	120.50
HORNOS	240.00
SISTEMA DE COMUNICACIÓN	85.20
ILUMINACIÓN	105.75
TOTAL	743.95

Tabla 2.1 Cargas en caso de falla de red

2.4 Grupo electrógeno de emergencia

El grupo electrógeno de emergencia o stand by se utiliza como fuente de energía eléctrica de alternativa, que entra en funcionamiento cuando se produce alguna falla en el suministro principal y está en la capacidad de asumir la carga de mayor criticidad.

Al ser este, un equipo que actúa en caso de emergencia tiene la facultad de responder ante varias fallas en la red principal como:

2.4.1 Criterios para seleccionar el grupo electrógeno

Un grupo electrógeno bien dimensionado permite obtener de él su máxima capacidad y evitar su desgaste por el uso inadecuado. Hay que tomar en cuenta durante la etapa de diseño tanto por su desempeño eléctrico como ubicación mecánica ciertas características básicas como:

- ✓ Vida útil del generador
- ✓ Capacidad de expansión
- ✓ Regulación de frecuencia
- ✓ Regulación de voltaje
- ✓ Respuesta rápida frente a variaciones de voltaje o frecuencia
- ✓ Modo continuo de operación
- ✓ Exactitud
- ✓ Tolerancia a sobrecargas momentáneas
- ✓ Seguridad ante riesgos
- ✓ Operación libre de contaminación

Considerando estos aspectos se puede elegir en el mercado entre tres tipos sobresalientes de generadores:

- ✓ Generadores a diesel (desde 500kW)
- ✓ Generadores a gasolina (desde 100kW)
- ✓ Generadores a gas (600kW)

En cuanto a su funcionamiento, es necesario determinar la carga a la que va a alimentar y de acuerdo a ésta establecer prioridades en las instalaciones según su función, existirán cargas que requieran alimentación continua y otras menos esenciales cuyo funcionamiento pueda obviarse. En muchas ocasiones, la carga total de la planta es la que debe ser asumida por el generador en modo continuo.

También se debe conocer la característica de la carga. Las cargas pueden ser de tipo resistivo, como los sistemas de calefacción e iluminación incandescente o de tipo inductivo, como motores, en los cuales debe considerarse el factor de potencia, el método de arranque y cuantos de ellos arrancarán al mismo tiempo. Esto último tiene

gran importancia pues es el objetivo que en conjunto no disminuyan el voltaje de alimentación por debajo del mínimo requerido para su normal funcionamiento y se vean afectadas otras cargas.

Por último, dependiendo de la expansión que se tenga prevista, se debe incluir un porcentaje concordante con la planificación futura para posibles ampliaciones.

2.4.2 Sincronización de generador eléctrico

Cuando se desea acoplar en paralelo un generador de corriente alterna trifásica con la red normal se tienen en cuenta factores como tensión entre bornes, frecuencia y desfaseamiento entre las tensiones de los generadores. Existen cuatro condiciones primordiales para la operación en paralelo de generadores:

a) Secuencia de fases

Cuando se habla de secuencia de fases se hace referencia al sentido de giro de los polos de la máquina con respecto al arrollamiento del inducido. Según esto, se pueden dar sólo dos tipos de movimiento, en sentido horario o en sentido anti horario y de acuerdo a esto se tiene una secuencia de fases negativa o positiva respectivamente. El orden de las fases debe ser el mismo para todos los generadores, sea este positivo o negativo, y puede comprobarse con la ayuda de un secuencímetro.

b) Igualdad de frecuencia

La frecuencia de funcionamiento es la medida eléctrica de la velocidad mecánica debido a su proporcionalidad. Para poder acoplar generadores en paralelo es necesario que este valor sea común para todos los grupos, una desigualdad entre frecuencias puede provocar corrientes circulantes entre los generadores, tiene también gran influencia en el reparto de carga, durante este proceso cada grupo toma potencia activa de forma proporcional a la velocidad de su motor.

c) Igualdad de voltaje

El voltaje producido en bornes debe ser igual para todos los generadores; es decir, tanto en valor eficaz como en la forma de onda que describen, ya que en caso de presentar diferencias se hace visible una corriente circulante que afecta tanto al generador que la recibe, volviéndolo motor, como al que la provee, sobrecargándolo. La diferencia entre voltajes durante el reparto de carga determina la proporción de potencia reactiva que toma cada generador, para provocarla se actúa sobre el regulador de voltaje.

d) Concordancia de fases

La concordancia de fases indica una coincidencia de valores de voltaje tanto durante el período positivo como el negativo. Esta concordancia debe ser similar para las tres fases y suele determinarse comúnmente con la ayuda del sincronoscopio el cual mediante una aguja giratoria indica el momento preciso en que se lleva a cabo esta correspondencia

2.5 Generador disponible, Caterpillar de 906KVA

El grupo electrógeno elegido para esta aplicación es un Caterpillar de 906KVA, que es una máquina accionada por diesel que, aunque resulta más costosa y pesada que otras accionadas por gasolina o gas, es mas confiable y robusta. Debido a que es un motor de combustión interna, por la alta compresión que emplea, permite elevar el rendimiento del motor reduciendo el consumo de combustible por unidad de trabajo efectuada. Otro beneficio que aporta es que durante las paradas, cuando no está en funcionamiento el consumo de combustible es nulo. Además, el tiempo de arranque es muy breve y pueden recibir toda la carga bastante rápido.



Figura 2.3 Generador Caterpillar 906KVA

Las características que posee este generador son:

Voltaje:	440V
Potencia:	906 kVA
Frecuencia:	60 Hz
Velocidad:	1800 rpm
Sistema de arranque:	Magneto permanente
Marca:	Caterpillar
Configuración:	Estrella

2.5.1 Equipos de control

Los equipos que incluye el grupo generador son el regulador de velocidad y el regulador automático de voltaje, los cuales intervienen en la puesta en sincronismo y reparto de carga del sistema de transferencia automática y sincronismo.

a) Regulador automático de voltaje AVR

El regulador automático de voltaje monitorea el voltaje de salida del grupo generador para mantenerlo constante bajo condiciones de carga variable. Las cualidades que presenta son la rapidez de respuesta, la exactitud para mantener la tensión dentro del rango del punto de ajuste después de una perturbación y la sensibilidad para reaccionar ante pequeñas perturbaciones.

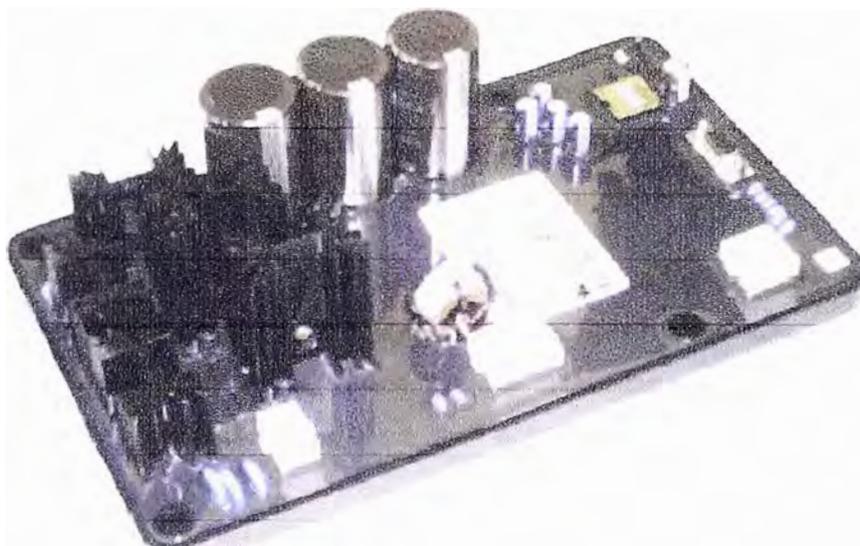


Figura 2.4 Regulador de voltaje CDVR Caterpillar

Las especificaciones generales que posee son:

Regulador Digital de Voltaje:	CDVR
Marca:	Caterpillar
Regulación de voltaje:	$\pm 0,25\%$ en vacío hasta plena carga
Tiempo de respuesta máximo:	10 milisegundos
Rango de detección variable:	90 a 600 V
Alimentación:	24 Vdc
Tolerancia a los armónicos:	0,5% de regulación de voltaje con 40% THD

El regulador de voltaje es un equipo digital con un control basado en tecnología microprocesador con tres modos de funcionamiento:

- Regulador Automático de Voltaje (AVR),
- Regulador de Factor de Potencia (PF) ó
- Regulador de Potencia Reactiva (VAR).

Además provee configuraciones programables para estabilidad, control de arranque suave con ajuste de tiempo cuando se trabaja en modo AVR, detección de corriente monofásica en el generador con fines de regulación, detección de voltaje monofásico o trifásico en el generador en modo AVR, regulación mediante dos rampas para bajas frecuencias (Volt/Hertz), detección de corriente y voltaje de campo y compensación por caída.

Las principales características que deben considerarse al momento de configurar el regulador digital de voltaje son:

✓ **Nivel de ajuste fino de voltaje**

Es necesario configurar esta calibración cuando se trabaja en modo AVR para que pueda regularse el voltaje externamente dentro de un rango permitido que facilite la acción de sincronización y compartición de carga. Este equipo puede ser calibrado en un rango de ajuste comprendido de -10% a +10% en pasos de 0.1%.

✓ **Ajuste de Caída**

Para añadir estabilidad al generador es necesario configurar este punto y adicionalmente trabajar en el modo AVR, consiguiendo de esta manera una compartición eficaz de reactivos y factor de potencia además de un mejor equilibrio con bajas cargas. El rango de ajuste en el que puede variar es de 0 a 10% en pasos de 0.1%.

✓ **Punto de ajuste de sobrevoltaje**

Este punto permite configurar el máximo valor de voltaje tolerable por el generador con un rango de ajuste comprendido entre 105% y 135% del voltaje nominal, en incrementos de 1.0%.

✓ **Retardo de sobrevoltaje**

Este es el período que el regulador de voltaje concede para declarar falla por sobrevoltaje y puede ser configurado de 2 a 30 segundos en pasos de 1 segundo.

✓ **Punto de ajuste de bajo voltaje**

Este punto permite configurar el mínimo valor de voltaje tolerable por el generador con un rango de ajuste comprendido entre 60% y 95% del voltaje nominal en incrementos de 1.0%.

✓ **Retardo de bajo voltaje**

Este es el período que el regulador de voltaje concede para declarar falla por bajo voltaje y puede ser configurado de 10 a 120 segundos en pasos de 1 segundo.

✓ **Detección monofásica y trifásica**

El regulador de voltaje puede ser configurado para detectar presencia de voltaje en una fase o en las tres.

✓ **Punto de ajuste para baja frecuencia**

Este punto permite configurar el mínimo valor de frecuencia tolerable por el generador con un rango de ajuste comprendido entre 20Hz y 40 Hz.

✓ **Punto de ajuste de mínimo voltaje**

Este punto permite configurar el mínimo valor de voltaje tolerable por el generador con un rango de ajuste comprendido entre 50 y 100% del voltaje nominal.

✓ **Modo de operación VAR**

Este modo de trabajo permite la regulación de la potencia reactiva en el generador con un rango de ajuste comprendido entre 100% y -100% en pasos de 0,001%.

✓ **Modo de operación PF**

Este modo de trabajo permite la regulación del factor de potencia, el cual puede ser ajustado desde 0,6 en adelante hasta 0,6 en retraso en pasos de 0,01.

✓ **Línea de compensación de caída**

Cuando se ha configurado el modo de trabajo AVR, la línea de compensación de caída permite la estabilización de la máquina motriz cuando tiene acoplada una baja carga. Su rango de ajuste está comprendido entre 0 y 10% en pasos de 0,1%.

Este regulador digital de voltaje también tiene protecciones en caso de pérdida de excitación, sobreexcitación, pérdida de detección de corriente en la línea, diodo monitor de falla para el rizado de corriente de campo y la función de arranque suave

b) Regulador electrónico de velocidad PEEC

La función del regulador electrónico es controlar la velocidad del motor para proporcionar una frecuencia de salida constante, desde su funcionamiento sin carga o en vacío hasta carga plena y permitir que la salida del generador esté sincronizada con los otros.

El generador de 906kVA posee un PEEC III ECM 3412C que es el controlador de las funciones de la máquina a diesel. Es el responsable de controlar el abastecimiento de combustible de la máquina a través del sistema de inyección de diesel.

Este sistema electrónico está compuesto por el PEEC que contiene el software de control, sensores y actuadores y una interfaz a lo largo de la máquina que lleva información. El principal objetivo del PEEC es mejorar el desempeño del motor a diesel, además posee la característica de autodiagnosticar alguna falla de funcionamiento en el sistema eléctrico y reportarlo al panel de control principal.

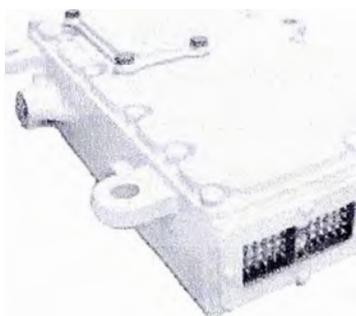


Figura 2.5 Regulador de Velocidad PEEC

En lo que respecta al control de velocidad, se hace mediante una señal de entrada PWM al PEEC, con una precisión de ± 0.2 Hz tanto para los modos isócrono y caída de voltaje, de acuerdo a esta señal se realizan cálculos según los cuales se determina la cantidad de combustible que debe ser suministrado a través del sistema de abastecimiento de combustible.

Las características del controlador de velocidad son:

Controlador de motor: PEEC III ECM 3412C

Regulación de velocidad: Señal PWM con apreciación de ± 0.2 Hz

Voltaje de alimentación: 8 a 32 V (24VDC nominal)

2.6 Controlador de generador y motor, EGCP-2 de Woodward

EGCP-2 es un conjunto completo de control de carga y gestión del motor de un generador, basado en microprocesador y diseñado para utilizarlo con el control electrónico de velocidad de un motor y un regulador de tensión independiente.

2.6.1 Funciones del EGCP-2

Las funciones del EGCP-2 usadas en el sistema son las siguientes:

Control del motor:

- ✓ Control de arranque del motor
- ✓ Temporizador de enfriamiento
- ✓ Monitoreo de voltaje de batería
- ✓ Protección contra sobrevelocidad

a) Sincronización

- ✓ Ventana ajustable de fase y de tensiones máximas y tiempos de parada.
- ✓ Ventanas dotadas de una precisión que igualan errores de fase hasta de segundo orden y tensiones hasta del 0.1% respectivamente.
- ✓ Lógica de cierre seguro en bus inactivo.
- ✓ Reconexión con múltiples intentos, con retardos de tiempo ajustables, resincronización automática y límites de tiempo de sincronizador.

b) Control de carga activa

- ✓ Cálculos de potencia eficaz para disponer de un control de carga rápido y preciso aun en presencia de armónicos.
- ✓ Velocidades para el cambio progresivo de potencia escogidas por el usuario al entrar y salir de cada modo de funcionamiento.
- ✓ Comportamiento isócrono de la carga hasta de ocho unidades basado en carga porcentual.

c) Control de carga reactiva

- ✓ Comportamiento de potencia reactiva (VAR) en barras aisladas en función de la carga reactiva porcentual (permite a máquinas con distintos valores nominales equilibrar cargas en KVAR proporcionalmente).

d) Secuencia automática de generador:

- ✓ Arranque automático de otros generadores equipados con EGCP-2 cuando la carga sobrepasa un porcentaje, especificado por el usuario, de la carga nominal de las máquinas en funcionamiento.
- ✓ Permite descargas controladas de generadores cuando la carga es tan baja que los demás generadores no sobrepasan un porcentaje especificado por carga nominal.

e) Protección del generador:

- ✓ Sobre y bajos voltajes
- ✓ Sobre y bajas frecuencias
- ✓ Inversión de corriente
- ✓ Pérdida de excitación
- ✓ Sobrecorriente

- ✓ Detección de pérdida de red
- ✓ Aumento brusco de carga del generador
- ✓ Desajuste de velocidad y frecuencia

f) Protección del Motor:

- ✓ Sobrevelocidad
- ✓ Arranques excesivos
- ✓ Fallo de arranque
- ✓ Entradas discretas de fallo configurables por el usuario



Figura 2.6 Controlador EGCP-2, panel frontal

2.6.2 CONFIGURACION DEL EGCP-2

Para el sistema de conmutación y sincronismo, el EGCP-2 se configura de la siguiente forma:

Modo de funcionamiento: Unidad sencilla en paralelo

En este modo de funcionamiento el EGCP-2 activa la capacidad del control para sincronizar y cerrar la red. Al funcionar en paralelo a la red, el EGCP-2 actúa en modo carga base (Potencia del generador en KW constante) o en modo de control de proceso, en función de las entradas de conmutador que se reciban en el control. El EGCP-2 también opera en modo de control de factor de potencia (PF) o de VAR mientras está en paralelo con la red si el punto de consigna del control de VAR/PF en el menú de ajuste de Control de carga reactiva está configurado para control de PF o para control de KVAR.

El EGCP-2 puede configurarse también para funcionamiento de transferencia blanda. El funcionamiento de transferencia blanda (Soft Transfer) se activa en la opción

del menú de configuración denominada "Load Control Mode" (Modo de control de carga). Al fijar "soft transfer" en esta opción se activa la función de transferencia blanda del control. La transferencia blanda hace referencia a un modo de funcionamiento en el que el generador asume carga (carga base o proceso) y, al alcanzar una determinada carga base o un determinado punto de referencia del proceso, emite un comando para abrir el disyuntor de la red. Esto transfiere carga de la red al generador de forma fluida.

Menú Configuration (Configuración):

Number of Units (nº de unidades): Single (única)

Operating Mode (Modo de funcionamiento): Mains parallel (En paralelo a la red)

Menú Real Load Control (Control de carga real):

Load Control Mode (Modo de control de carga): Normal Transfer o Soft Transfer (dependiendo de la aplicación)

Menú Transfer Switch (Conmutador de transferencia):

Check Mains Breaker (Revisar disyuntor de red): Enable (activado)

Si ésta va a ser una unidad de potencia auxiliar, que se cerrará a la carga en caso de pérdida de red, programe los siguientes puntos de consigna según requiera el sistema para disponer de una detección de pérdida de red fiable. No todos estos puntos de consigna tienen por qué configurarse para detección de pérdida de red, sólo aquellos que correspondan a la detección de pérdida de red de cada aplicación o sistema concretos.

Menú Transfer Switch (Conmutador de transferencia):

Mains Under/Over Voltage Alarm (Alarma de subtensión/sobretensión de red): Loss of Mains (Pérdida de red)

Mains Under/Over Freq. Alarm (Alarma de subfrecuencia/sobrefrecuencia de red): Loss of Mains (Pérdida de red)

Load Surge (Aumento brusco de la carga): Loss of Mains* (Pérdida de red)

*La acción de Loss of Mains es instantánea, y no utiliza el retardo de la operación de pérdida de red. Todos los demás puntos de consigna de detección de pérdida de red utilizan el retardo de la acción Loss of Mains antes de activar la secuencia de arranque del grupo electrógeno.

La acción Loss of mains para una unidad sencilla en paralelo es idéntica a la de la aplicación sencilla no en paralelo. Al detectar una pérdida de red durante el periodo de

retardo de la operación de pérdida de red, el EGCP-2 abre el disyuntor de la red, arranca el grupo electrógeno, espera durante el tiempo de generador estable y cierra el generador en el bus inactivo, dotando de potencia a la carga.

Tratándose de una aplicación de unidad sencilla en paralelo, al detectar el retorno de la red, y la red estable durante el retardo de red estable, el EGCP-2 sincroniza el grupo electrógeno con la red. Después de sincronizar con la red, el EGCP-2 pone el generador en paralelo con la red, y descarga suavemente el generador. Al alcanzar el Unload Trip Point (Punto de disparo de descarga) del generador, el EGCP-2 emite un comando de apertura del disyuntor del generador. Esta secuencia vuelve a transferir suavemente carga del generador a la red. Una vez descargado el generador, y abierto su disyuntor, se para. Puede haber un período de enfriamiento previo a la parada si el grupo electrógeno ha funcionado a niveles de carga superiores al valor de Cooldown Limit KVA (límite de enfriamiento).

Operaciones de entrada de conmutador: Unidad sencilla en paralelo

Auto Switch (Conmutador automático)

Activa LOM Detection (Detección de pérdida de red).

Run with Load Switch (Conmutador de funcionamiento con carga)

Arranca la unidad. El conmutador automático debe estar cerrado para que funcione el disyuntor.

Test Switch (Conmutador de prueba)

Cuando se selecciona individualmente

Arranca el motor; no se realiza ninguna otra acción.

Process Switch (Conmutador de proceso)

Cuando se selecciona individualmente

Ninguna acción.

Auto y Run/Ld (Auto y Funcnto/Carga)

Sincroniza y efectúa la carga base de la unidad con detección de LOM activada.

Auto y Run/Ld and Process (Auto y Funcnto/Carga y Proceso)

Sincroniza y cambia progresivamente hasta Control de proceso (Process Control) con detección de LOM activada.

Auto and Run With Load and Test (Automático y Funcionamiento con carga y Prueba)

Sincroniza y cambia progresivamente hasta la carga base.

Si en el menú de configuración "Load Control Mode" está configurado para Soft Transfer, la unidad abre el disyuntor de la red al alcanzarse la referencia de carga base.

Auto y Run/Ld and Process and Test (Auto y Funcnto/Carga y Proceso y Prueba)

Sincroniza y cambia progresivamente hasta el control de proceso.

Abre la red al alcanzarse la referencia del proceso si el software "Load Control Mode" del menú de configuración está configurado para Soft Transfer.

2.6.3. Control de Carga

El EGCP-2 utiliza la técnica de procesamiento digital de señales (DSP) para la medición de potencia, esto implica tomar muestras de voltaje y corriente en un número entero de ondas para procesarlas, mediante conversores A/D se obtiene su valor digital, los valores simultáneos de voltaje y corriente son retenidos y enviados al microprocesador para calcular la potencia.

El EGCP-2 permite tener un control de carga del generador en cinco modos:

✓ Caída

El control de carga con caída (Droop Load Control) utiliza al sensor de potencia para suministrar una realimentación negativa a la referencia de velocidad del regulador, a través de la salida de polarización de velocidad (speed bias). Esto produce un descenso de la frecuencia del generador a medida que aumenta la carga, operando como unidad sencilla en una barra aislada.

Este modo de operación se utiliza solo para la puesta en servicio del equipo.

✓ Carga base

El control de carga base es un método para establecer una carga base o fija en una máquina que opera en paralelo a la red eléctrica.

Esto se hace utilizando un control isócrona de la carga y suministrando una referencia en función de la cual controla la carga. El regulador obligará a aumentar o reducir la salida del generador hasta que la salida del sensor de carga sea igual al valor de referencia.

Cuando está configurado para un funcionamiento en paralelo con la red, el EGCP-2 opera en modo de control de carga base y conmuta automáticamente entre funcionamiento con carga base y funcionamiento isócrona, según esté o no cerrado el conmutador de red y el disyuntor del generador a la vez.

✓ Compartimiento isócrona de la carga

Isócrona significa mantener una velocidad constante en periodos fijos. Un grupo electrógeno que opera en modo isócrona funciona a la misma frecuencia establecida, independientemente de la carga que suministre hasta llegar a su capacidad nominal de carga.

✓ **Compartimiento de carga con caída/isócrono en una barra aislada**

Caída/isócrono combina estos dos modos. Todos los grupos electrógenos del sistema, salvo uno, se accionan en modo de caída. La unidad que no opera en caída y lo hace en modo isócrono, se la conoce como la máquina oscilante. En este modo, las máquinas en caída funcionan a la frecuencia de la unidad isócrona. Los valores de caída y velocidad de cada unidad en caída se ajustan para que cada una genere una cantidad fija de potencia.

La potencia de salida de la máquina oscilante cambia en función de la variación que experimenta la demanda de carga.

La carga máxima en este tipo de sistema tiene como límite la salida combinada de la máquina oscilante más la potencia total establecida de las máquinas en caída. No se puede permitir que la carga mínima del sistema descienda por debajo de la salida establecida para las máquinas en caída. Si lo hace, la frecuencia del sistema cambia y la máquina oscilante puede motorizarse.

La máquina con la mayor capacidad de salida debe operar como máquina oscilante, a fin de que el sistema acepte los máximos cambios de carga que su capacidad permita.

✓ **Compartimiento de carga isócrono en una barra aislada**

El compartimiento isócrono de la carga es el medio más habitual de combinar varios generadores en paralelo a una carga común en un bus aislado. El EGCP-2 utiliza el control isócrono de la carga cuando opera en modo de unidades múltiples (Multiple Unit) con control de carga en modo normal o en transferencia suave (Soft Transfer). El compartimiento isócrono de la carga hace funcionar todos los grupos electrógenos de un sistema en modo isócrono.

Este compartimiento se realiza utilizando el sensor de carga del EGCP-2 para polarizar la referencia de velocidad del regulador isócrono. Los sensores de carga se conectan por medio de una red RS-485 entre controles. Todo desequilibrio de la carga entre distintas unidades provoca un cambio en el circuito de cada regulador. Si bien cada unidad sigue funcionando a velocidad sincrónica, estos cambios obligan a cada máquina a suministrar una parte proporcional de potencia para satisfacer la demanda total de carga del sistema.

✓ **Autosecuencia de encendido**

Cada unidad tiene asignada una prioridad, la que posee menor prioridad es la unidad maestro, como tal es la que determina automáticamente las unidades que deben entrar o salir de servicio.

La prioridad de las unidades (desde la más baja a la más alta), determina también su orden de encendido y apagado de acuerdo a la demanda de carga.

Una unidad recibe la orden de entrar en servicio o salir de línea, cuando la unidad máster lo determina, de acuerdo al punto de ajuste del sistema.

El tiempo entre el sobrepaso de carga y la puesta en servicio de la siguiente unidad es configurable, así como también el tiempo requerido para sacar varias unidades consecutivamente.

2.7 Disyuntor Cutler Hammer (Magnum IEC)

El disyuntor Magnum (Low Voltage Air Circuit Breaker) de Cutler Hammer, ver figura 2.7, fue seleccionado por su facilidad de montaje, variedad de accesorios, protección que ofrece y alto poder de ruptura.



Figura 2.7 Disyuntor Magnum (Air Circuit Breaker)

Relé de disparo Digitrip 520

El Digitrip es una unidad de disparo bastante versátil con características adicionales para dar gran flexibilidad en protección contra sobrecorriente y coordinación. El modelo 520, ver figura 2.8, incluye:

- ✓ **LSI and LSIG Protection Options** with adjustable Instantaneous Off Setting
- ✓ **Unit Status LED (Green)**
- ✓ **Microprocessor-Based True RMS Sensing**

- ✓ **Long Delay Pick-up Setting** adjustable from 0.4 to 1.0 Ir
- ✓ **Long Delay Time Setting** adjustable from 2 to 24 seconds at 6 x Ir
- ✓ **Long Time (Thermal) Memory Trip**
- ✓ **Overtemperature Trip** cuando la temperatura excede los 85°C
- ✓ **Short Delay Pick-up setting** adjustable from 2 to 10 Ir and M1
- ✓ **Short Delay Time Setting** adjustable flat response from 0.1 to 0.5 seconds and I2t Response at 0.1, 0.3 and 0.5 seconds
- ✓ **Adjustable Instantaneous Pickup Settings**, Off, 2x to 10x In and M1
- ✓ **Earth Pick-up Setting** adjustable from .25 to 1.0 x In
- ✓ **Neutral Protection** (Model LSI Trip Unit)
- ✓ **Earth Time Setting** adjustable flat response from 0.1 to 0.5 seconds and I2t response at 0.1, 0.3 and 0.5 seconds
- ✓ **Zone Interlocking of Short Time and Earth Fault Time Delay Functions**
- ✓ **Test Port with Cover** to receive Hand Held Tester
- ✓ **LED (Red) Trip Indicators** for Long Delay, Short Delay, Instantaneous and Ground Fault Trip Functions
- ✓ **Battery Included to Power LEDs**
- ✓ **Reset/Battery Test Pushbutton**

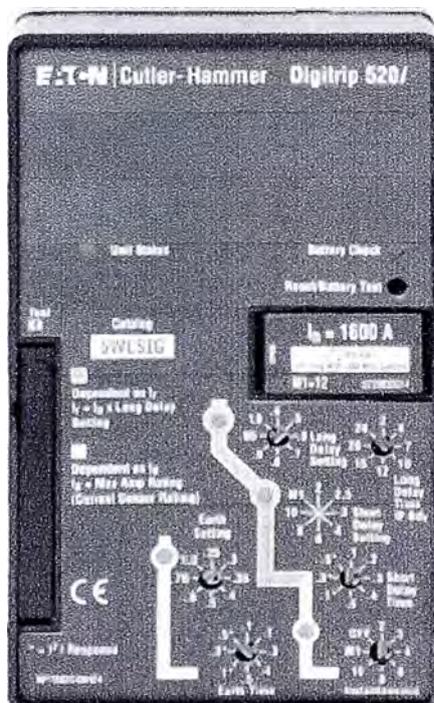


Figura 2.8 Relé de disparo Digitrip 520

CAPÍTULO III MONTAJE E INSTALACIÓN

El tablero de transferencia automática de energía y sincronización de generadores de emergencia está construido de acuerdo a las especificaciones NEMA 12, para uso en interiores, con protección contra polvo, goteo de líquidos no corrosivos y caída de suciedad. Este tablero está hecho de acero negro con pintura electrostática no conductiva cuyas dimensiones son 2100 x 700 x 800 mm, está dividido en dos secciones por medio de una lámina de acero de 2 mm. que separa la sección de fuerza (sección inferior) de la de control (sección superior).

3.1 Montaje de equipos de fuerza

Es necesario que exista una apropiada separación entre los equipos y elementos de potencia para evitar la generación de efecto inductivo o capacitivo por la cercanía entre ellos. Por recomendación del fabricante las distancias que se deben respetar entre disyuntores y hacia las paredes del compartimiento que aloja al magnum WMN tipo fijo de Cutler Hammer debe ser según muestra la figura 3.1.

Recommended Electrical Clearances

The following electrical clearance information is provided as guidance when installing drawout or fixed circuit breakers in an enclosure. Refer to the graphic representations and the associated dimensional table.

Electrical Clearance Dimensions (mm)

Breaker Mounting	Enclosure Dimension	To Insulated Surface	To Grounded Metal Surface	With Cell Switch or Key Lock
Drawout	A	0	0	0
	B	25	25	25/75
Fixed	A	150	250	—
	B	30	70	—

Recommended Enclosure Electrical Clearances

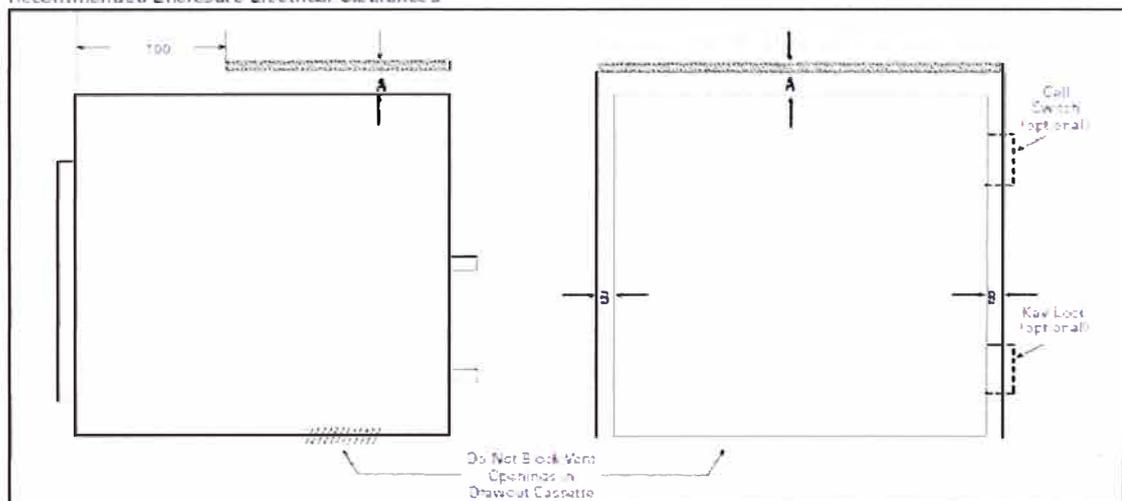


Figura 3.1 distancias mínimas recomendadas

En la tabla 3.1 se presenta el derrateo de la capacidad de corriente de los disyuntores ante el cambio de temperatura

Circuit Breaker Continuous Current at Different Ambients

Continuous Current Current By Breaker Type (Amperes)	Ambient Temperature (°C)					
	40	45	50	55	60	70
MWN-408, 608 MWI-508, 608, 808, C08	800	800	800	800	800	800
MWN-410, 610 MWI-510, 610, 810, C10	1000	1000	1000	1000	1000	1000
MWN-412, 612	1250	1250	1250	1200	1100	1000
MWI-512, 612, 812, C12	1250	1250	1250	1250	1250	1250
MWN-516, 616	1600	1600	1600	1600	1500	1350
MWI-616, 816, C16	1600	1600	1600	1600	1600	1600
MWN-520, 620	2000	2000	2000	1900	1800	1650
MWI-620, 820, C20	2000	2000	2000	2000	2000	2000
MWI-625, 825, C25	2500	2500	2500	2500	2500	2500
MWI-632, 832, C32	3200	3150	3100	3000	2800	2550
MWI-64N, 84N, C4N	4000	4000	4000	4000	4000	4000
MWI-850, C5N	5000	5000	5000	5000	5000	5000
MWI-863, C6N	6300	6300	6200	6000	5600	5100

Tabla 3.1 Capacidad de corriente ante la variación de temperatura

El juego de barras de cobre mostrado en la tabla 3.2 está basado en la norma IEC

947-1

Bus Bar Sizes and Quantities

Maximum Service Current, Amperes (40°C Ambient)	Circuit Breaker Frame (MWN- & MWI-)	Recommended Bus Bar Quantities and Sizes	
		(mm)	(in)
800	08	(2) 5 x 50	(1) .25 x 3.0
1000	10	(2) 5 x 60	(2) .25 x 2.0
1250	12	(2) 5 x 80	(2) .25 x 3.0
1600	16	(2) 5 x 100	(2) .25 x 3.0
2000	20	(3) 5 x 100	(3) .25 x 3.0
2500	25	(4) 5 x 100	(4) .25 x 3.0
3200	32	(3) 10 x 100	(3) .25 x 6
4000	40	(4) 10 x 100	(4) .25 x 6
5000	50	(5) 10 x 100	(5) .25 x 6
6300	63	(6) 10 x 100	(6) .25 x 6

Tabla 3.2 Juego de barras de cobre a conectar

3.2 Montaje de equipos de control

La alimentación de los circuitos de control no supera los 600 V y 1000 VA, de acuerdo a la norma NEC 725-21 Class 1, class 2 and class 3 remote control, signaling and power limit circuit. Class 1 circuit classifications and power source requirement.

La distribución de los equipos se basó en la norma NEC 725-24 (Class 1, class 2 and class 3 remote control, signaling and power limit circuit. Class 1 circuit overcurrent device localitation), la optimización del espacio y la facilidad para la adquisición y envío de señales.

La sección de control contiene los siguientes elementos ubicados dentro del tablero: detector trifásico de red, contactores, transformadores de potencial, transformadores de medición, disyuntores de protección, relés, bomeras y en la parte frontal del tablero dedicado a la señalización se encuentra las luces, selectores y el controlador de carga y gestión del motor EGCP-2.

En la figura 3.2 se puede observar como quedó el sistema de transferencia automática ubicada en la tercera columna de tablero general de distribución.



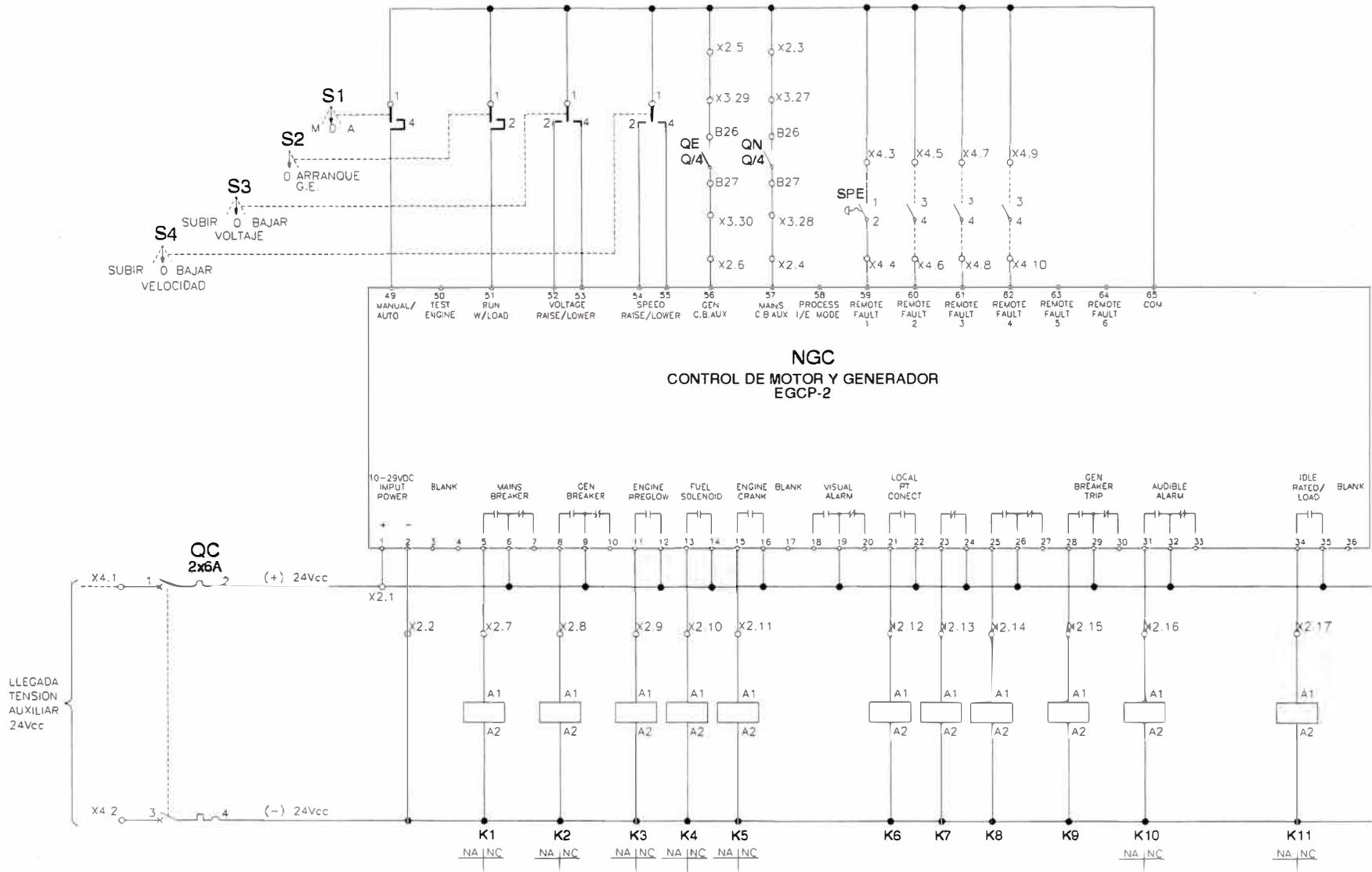
Figura 3.2 Vista de tablero de transferencia

El conductor para el circuito de control es número 18 AWG, ya que las cargas alimentadas no superan las capacidades de corriente de acuerdo a la tabla 3.3 Amperaje permitido en instalaciones, además este conductor tiene un aislamiento adecuado para 600V THW.

Size (AWG)	Allowable Ampacity
18	6
16	8
14	17
12	23
10	28

Tabla 3.3 Amperaje permitido en instalaciones

Figura 3.3 Diagrama de conexiones al controlador EGCP-2



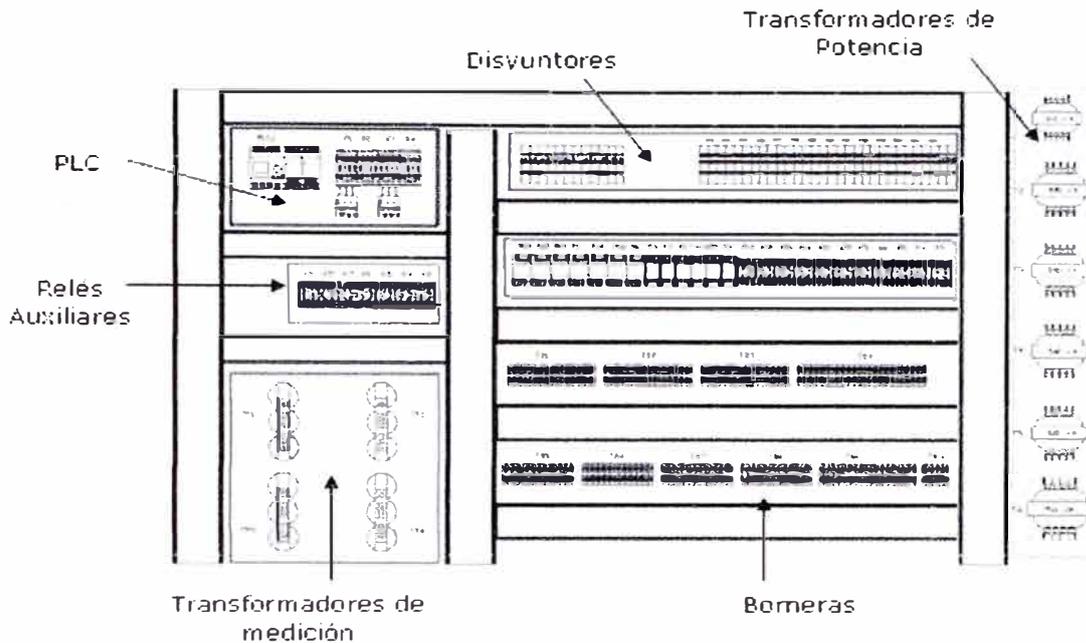


Figura 3.4 Distribución de equipos de control

De acuerdo al número de conductores que se requieren, se estima la dimensión de las canaletas según su ubicación. Las canaletas verticales tienen una sección de 80 x 100 mm, las canaletas horizontales para los circuitos de control del controlador EGCP-2 tienen una sección de 80 x 80 mm, mientras que las canaletas más pequeñas, empleadas para los conductores de transformadores de potencial, tienen una sección de 80 x 60 mm. Cada una de ellas cuenta con sus respectivas tapas y el número de conductores no excede el 75 % de su capacidad.

Las señales analógicas para el pick-up y control de voltaje y velocidad utilizan par trenzado blindado 22 AWG de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

3.3 Puesta a tierra

Todos los sistemas eléctricos están conectados a tierra para limitar el voltaje existente en los circuitos de señalización, líneas de alimentación y estabilizar el voltaje durante su operación normal. Todos los equipos constituidos por material conductor están conectados a tierra para limitar el voltaje a tierra de estos materiales.

El controlador EGCP-2 al no tener partes conductoras expuestas en la parte frontal del tablero está conectado a tierra

3.4 Estándares de protección

El equipo EGCP-2 integra una serie de relés de protección que obedecen a los estándares ANSI detallados en la tabla 3.4 Estándares ANSI de protección.

Table 22A
Abbreviated List Of Commonly Used Relay Device Function Numbers [1]

Relay Device Function No	Protection Function
21	Distance
25	Synchronizing
27	Undervoltage
32	Directional Power
40	Loss Of Excitation (Field)
46	Phase Balance (Current Balance, Negative Sequence Current)
47	Phase-Sequence Voltage (Reverse Phase Voltage)
49	Thermal (Generally Thermal Overload)
50	Instantaneous Overcurrent
51	Time-Overcurrent
59	Overvoltage
60	Voltage Balance (Between Two Circuits)
67	Directional Overcurrent
81	Frequency (Generally Underfrequency)
86	Lockout
87	Differential

Tabla 3.4 Estándares de protección ANSI

ANSI 25 Synchronizing (Sincronismo):

El equipo EGCP-2 cuenta con un relé de sincronismo utilizado para el cierre automático del disyuntor de cada generador cuando se han alcanzado las condiciones requeridas. En este caso, la función de cierre es automática para evitar errores en accionamientos manuales y permitir un proceso de sincronización más rápido.

Este relé utiliza dispositivos multifuncionales que sensan la diferencia en el ángulo de fase, la frecuencia y la magnitud del voltaje tanto en la barra común como en el generador.

ANSI 27 Undervoltage (Bajo Voltaje):

El equipo EGCP-2 provee una protección para mantener un nivel mínimo de voltaje al que puede funcionar el sistema, al activarse abre una sección del sistema y da una alarma, se usa con el fin de no afectar a cargas sensibles y sacar el generador que no cumple el mínimo nivel de voltaje.

Esta protección permite realizar la transferencia y retransferencia de la fuente normal de energía a los grupos electrógenos. En cualquiera de los dos casos se utiliza un retardo de tiempo para evitar realizar operaciones innecesarias.

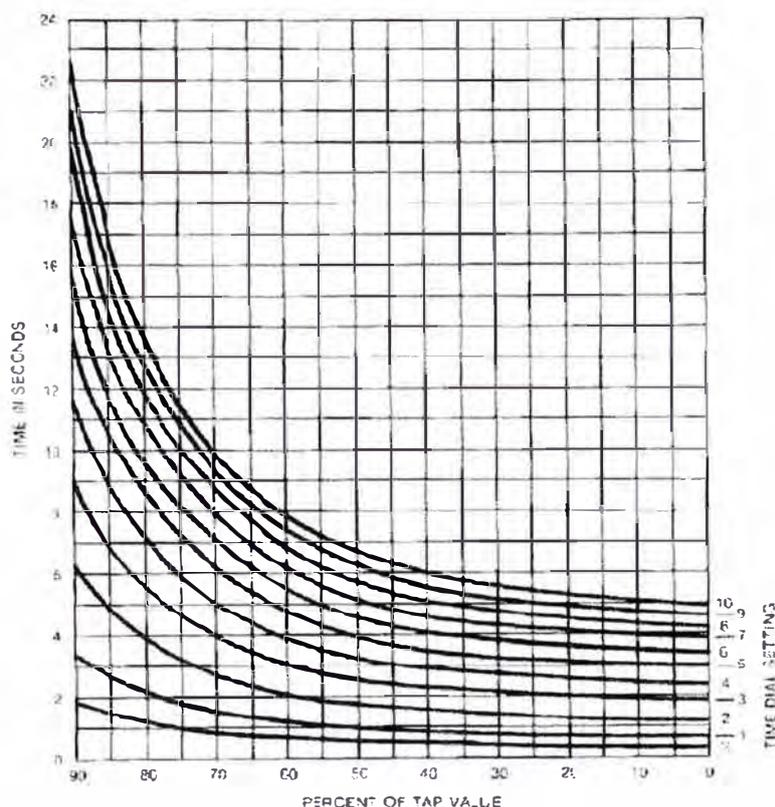


Figura 3.5 Típicas características tiempo-voltaje para la protección de bajo voltaje **ANSI 32 Directional Power (Potencia inversa):**

El equipo EGCP-2 cuenta con un relé de potencia inversa que detecta el flujo de potencia inversa (-KW) que puede ocurrir cuando las válvulas de estrangulación se cierran y el disyuntor del generador continua cerrado, bajo estas condiciones el generador actúa como motor tomando potencia activa desde la barra común.

La magnitud de la potencia activa que puede tomar cuando se vuelve motor depende del tipo de motor que sea, según se muestra en la tabla 3.5 Máximas potencias inversas en motores.

Maximum Motoring Power for Prime Movers

Steam turbine	3%
Water wheel turbine	0.2%
Gas turbine	50%
Diesel engine	25%

Tabla 3.5 máximas potencias inversas en motores

ANSI 46 Phase Balance Current (Balance de corrientes de fases):

El equipo EGCP-2 provee protección contra corrientes desbalanceadas, opera cuando la diferencia en magnitud de la corriente rms en dos fases excede un porcentaje dado. El ajuste de esta protección es generalmente del 25% de diferencia entre dos fases. Se

desconecta los conductores del generador para evitar problemas en el sistema de distribución/transmisión.

ANSI 47 Phase-sequence Voltaje (Secuencia de fases):

El sistema de sincronismo cuenta con un detector trifásico de red que monitorea la correcta secuencia de fases en la red, además está provisto de una protección contra sobre y bajos voltajes.

ANSI 50/51 Instantaneous Overcurrent (Sobrecorriente instantánea) / Time Overcurrent (Sobrecorriente con retardo):

Esta protección es usada en los generadores, cuando se sobrepasa el nivel de sobrecorriente se activa un contador de tiempo hasta que se llega a la zona de sobrecorriente y se desconecta al generador. Si se pretende tener una protección instantánea, ésta actúa a los 0.5 -2 ciclos.

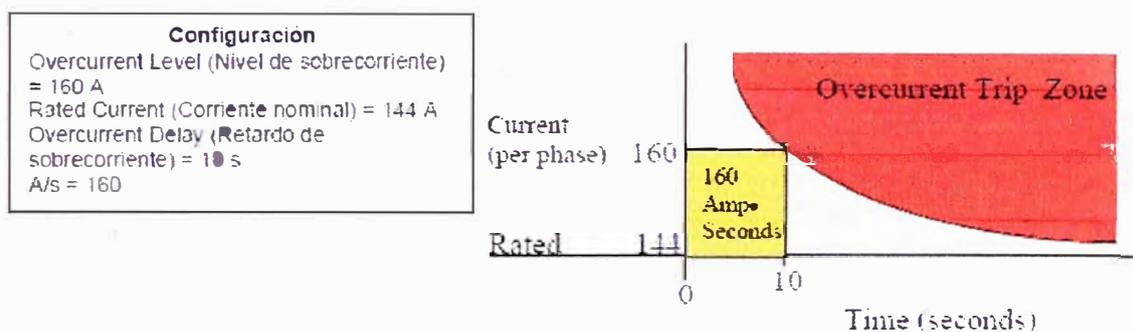


Figura 3.6 Sobrecorriente con retardo

ANSI 59 Overvoltage (Sobrevoltaje):

Tanto el equipo EGCP-2 como el detector trifásico de red cuentan con protecciones contra sobrevoltajes, las cuales pueden ser calibradas en el menú Shutdown and Alarms para el detector trifásico de red mediante el potenciómetro.

ANSI 60 Voltage Balance (Balance de voltaje):

Esta protección actúa cuando no existe alguna de las fases o hay una diferencia entre los valores rms de ellas, tiene un ajuste de 200ms típicamente.

ANSI 67 Directional Overcurrent (Sobrecorriente inversa):

El equipo EGCP-2 cuenta con un relé de protección contra sobrecorriente inversa (potencia reactiva inversa [-KVAR]) con alta sensibilidad que abre el disyuntor del generador cuando existe un flujo de corriente en sentido inverso.

Para determinar el sentido de flujo de la corriente utiliza las señales provenientes de los CT's acoplados a las entradas del EGCP-2.

ANSI 81 Frequency (Frecuencia):

Generalmente esta protección se utiliza para mantener la frecuencia dentro de un rango preestablecido, es muy recomendado tener protecciones de baja frecuencia cuando se trabaja con cargas que son alimentadas por generadores locales, ya que una sobrecarga del sistema baja la frecuencia del generador, y a su vez un generador trabajando a bajas frecuencias se sobrecarga. Una protección de sobrefrecuencia se utiliza en el arranque de los generadores para evitar que los motores primarios se embalen, y cuando los generadores son sacados súbitamente del sistema. El ajuste típico de esta protección es de 90% para baja frecuencia y 110% para sobrefrecuencia.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1 Consideraciones previas

Antes de arrancar el grupo electrógeno, es necesario configurar los puntos de consigna del EGCP-2 en los valores mas adecuados y acorde a las características de funcionamiento y rendimiento de las máquinas.

Se debe comprobar que la polaridad y configuración de los siguientes elementos sea la correcta:

- ✓ Entrada de la fuente de alimentación
- ✓ Entradas de CT del generador
- ✓ Entradas del PT del generador
- ✓ Entradas de PT de red normal
- ✓ Salida de polarización de tensión
- ✓ Salida de polarización de velocidad

Una vez verificada la polaridad de estos elementos, es necesario comprobar que la amplitud de la tensión de la fuente de alimentación sea dentro del rango indicado.

A continuación, se comprueba que

El equipo EGCP-2 se encuentre funcionando en auto

Las salidas speed bias (polarización de velocidad) y volts bias (polarización de tensión) sean compatibles con las tarjetas reguladoras de velocidad y voltaje respectivamente, además que presenten porcentaje cero o a los niveles correctos.

4.2 Procedimiento de arranque y comprobación

- ✓ Introducir puntos de consigna programados en todos los menús
- ✓ Ajustar a cero las repeticiones de arranque
- ✓ Poner comprobación (check) como modo del sincronizador
- ✓ Poner normal como modo de control de carga (load control mode)
- ✓ Arrancar el motor utilizando el conmutador en modo de prueba (test switch) del EGCP-2
- ✓ Comprobar la lectura del régimen del motor (engine rpm) de la pantalla de estado Engine Overview y confirmar que la velocidad sea la correcta para la unidad.

- ✓ Revisar la tensión de la unidad en el menú de estado del generador.
- ✓ Ajustar la tensión del regulador de voltaje en AVR (regulador automático de tensión) si es necesario para alcanzar la tensión nominal del generador.
- ✓ Ajustar la compensación del AVR (droop) para un $\pm 5\%$ de la tensión nominal para la salida de polarización de tensión del $\pm 100\%$ del EGCP-2.
- ✓ Medir voltaje generado y calibrar los PT en caso de ser necesario.
- ✓ Verificar que la secuencia de fases sea la correcta en el generador.
- ✓ Calibrar el sincronizador, si es necesario.
- ✓ Retirar la entrada Test (prueba). Comprobar que el motor se detiene adecuadamente.

Una vez comprobado que el generador arranca correctamente, se puede probar el modo de trabajo sencillo en paralelo con la red. Siga estos pasos si va a configurar una Unidad maestra en paralelo a la red, o una Unidad esclava en paralelo a la red que actuará como unidad maestra redundante. Las unidades maestras redundantes deben tener conectada por cable la entrada Mains CB Aux (Aux disyuntor de red). El resto del cableado de las Unidades maestras o de las Unidades maestras redundantes debe ser idéntico para que las unidades redundantes funcionen correctamente en caso de pérdida de la unidad maestra.

- ✓ Arranque la unidad con una entrada Auto y Run with Load (Funcionamiento con carga).
La unidad arrancará e intentará sincronizar.
- ✓ Ajuste la dinámica de sincronización para disponer de un óptimo control sobre la adaptación de fases (monitoree el menú de estado del sincroscopio para ver el error de fase).
- ✓ Use un voltímetro para revisar la tensión en el disyuntor del generador y asegurarse de que el giro de las fases y que la polaridad de la entrada de PT de red son correctos.
- ✓ Fije al menos 60 segundos como tiempo de cambio progresivo de carga/descarga (load/unload ramp time).
- ✓ Fije el nivel de carga base (base load) en el 30% de la carga nominal (rated load).
- ✓ Pare la unidad retirando las entradas Auto y Run with Load (Funcionamiento con carga).
- ✓ Ponga el sincronizador en modo de funcionamiento (run).
- ✓ Arranque la unidad con una entrada Auto y Run with Load (Funcionamiento con carga).

- ✓ **Monitoree el menú de estado Synchroscope (Sincroscopio).**
Verifique la acción del sincronizador.
- ✓ **Después de que el disyuntor del generador cierre a la red, monitoree el menú de estado del generador.**
Monitoree la carga en KW de la unidad.
Monitoree KVAR/PF de la unidad.
En función del valor establecido en el control de carga reactiva (reactive load control).
- ✓ **Ajuste la ganancia (gain), estabilidad (stability) y diferencial (derivative) del control de carga para disponer de un control de carga estable.**
- ✓ **Una vez verificado el correcto funcionamiento del control de carga, pase a control de proceso (process control) (si corresponde).**
- ✓ **Confirme el cambio progresivo hasta el nivel de referencia de proceso. Ajuste el control de proceso para posibilitar una óptima respuesta.**
- ✓ **Retire de la unidad la entrada de funcionamiento con carga.**
Verifique el cambio progresivo de descarga.
Verifique el punto de disparo de descarga.
Verifique que se abre el disyuntor del generador.
Verifique el temporizador de enfriamiento (si se ha alcanzado el límite de tiempo).
- ✓ **Configure crank repeats (repeticiones de virado), base load reference (referencia de carga base), process reference (referencia de proceso), load ramp time (tiempo de cambio progresivo de carga) y load control mode (modo de control de carga) según convenga para lograr un funcionamiento correcto.**

Con esto concluye la configuración de unidad en paralelo a la red. Estos pasos deben seguirse de manera exhaustiva para no tener problemas a la hora de poner en marcha un sistema de transferencia de este tipo.

4.3 Pruebas finales

Durante las pruebas finales se recogió los valores señalados en la tabla 4.1

Escalones de carga	Vacío	Primer	Segundo	Tercero
Potencia activa (KW)	0	90	240	270
Potencia reactiva (kVAR)	20	75	-150	-250
Factor de Potencia (cos Ø)		0.95	0.92	0.91
Porcentaje de carga (%)		30	80	90

Tabla 4.1 Pruebas del sistema de conmutación

El sistema no consiguió estabilizarse a plena carga, ya que los valores de potencia reactiva eran demasiados altos y se activaban las respectivas protecciones. Para corregir estos valores fue necesario el reajuste de algunos parámetros

Loadshare Gain a 0.62

Load Derivate a 0.23

Voltas Ramp Time 15s

Var/PF Sharing Gain 0.25

Después del reajuste, el sistema se estabilizó obteniendo resultados satisfactorios, los cuales se muestra en la tabla 4.2:

Escalones de carga	Primer	Segundo	Tercero	Estabilización
Potencia activa (KW)	90	240	270	270
Potencia reactiva (kVAR)	75	-120	-150	145
Factor de Potencia (cos Ø)	0.95	0.93	0.93	0.95
Porcentaje de carga (%)	30	80	90	90

Tabla 4.2 Pruebas finales del sistema de conmutación

Con estos resultados finales se tienen los tiempos durante la pérdida de energía de la red, estos tiempos que corresponden a cada etapa de funcionamiento del sistema de transferencia automática se muestran en la tabla 4.3.

Actividad	Tiempo
Encendido de grupo	3s
Entrada de grupo a la barra	15s
Conmutación de carga	18s
Entrada de primera carga al sistema	20s
Entrada de segunda carga al sistema	50s
Entrada de tercera carga al sistema	80s
Estabilización del sistema	10min.

Tabla 4.3 Tiempos de respuesta durante la pérdida de energía en la red normal

De igual forma, durante el retomo de la energía de la red normal se tienen los tiempos que se describen en la tabla 4.4. Todos estos tiempos se han conseguido trabajando con una carga de prueba, estos pueden variar cuando se ponga en funcionamiento con la carga real.

Actividad	Tiempo
Reconocimiento retorno de red	30s
Entrada de red a la barra	45s
Conmutación de carga	50s
Trasferencia de primera carga de grupo a red	55s
Transferencia de segunda carga de grupo a red	85s
Transferencia de tercera carga de grupo a red	115s
Desconexión de grupo de barras	118s
Estabilización de grupo	121s
Enfriamiento de grupo	7min.

Tabla 4.4 tiempos de respuesta durante el retorno de energía de la red normal

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Todo sistema de transferencia de energía debe ser altamente confiable, para garantizar la producción junto con la seguridad de los bienes y personas ante cualquier evento inesperado.
2. En el caso de una planta la pronta acción de una transferencia automática es bastante crítica por que puede dañar material que se encuentra a la mitad de un proceso.
3. Para un adecuado funcionamiento de la transferencia de carga en paralelo cuando exista retorno de red es necesario calibrar adecuadamente el EGCP-2 (como controlador de carga) y el CDVR del generador (regulador automático de carga) de manera que se permita la adecuada regulación de voltaje desde el controlador.
4. El AVR debe estar configurado de manera que permita una histéresis en el voltaje nominal en un valor aproximado del 50% de la ventana permisible; esto permite tener estabilidad cuando se esté trabajando con cargas menores o el generador se encuentre sincronizado en vacío.
5. Al tener el generador en paralelo, pueden generarse corrientes reactivas que se encuentran circulando, la manera de evitar que éstas aparezcan, es una adecuada sincronización entre generador y red; y para ello, es necesario calibrar correctamente el medidor de voltaje en el equipo EGCP-2, puesto que no importa cuan sofisticado sea un equipo de control si las medidas de tensión son incorrectas.
6. Es necesario prever durante el diseño de las instalaciones eléctricas de la planta, la separación de los circuitos de emergencia con aquellos que deben salir de funcionamiento durante el período de pérdida de red, de forma que los generadores no alimenten cargas innecesarias.
7. Los tubos de escape de los generadores deben ser direccionados preferentemente en la misma dirección del viento o de tal forma que el humo no ingrese a la cámara donde se hallan los generadores.
8. La cámara donde se ubican los generadores debe permitir una adecuada circulación de aire de forma que los generadores tengan la ventilación adecuada.
9. Debe de implementarse una adecuada señalización para cualquier maniobra que pueda realizarse manualmente en el sistema, con la finalidad que el personal de mantenimiento sepa como actuar sin afectar la instalación.

10. Es necesario encender periódicamente el generador, para garantizar su correcto funcionamiento en caso de pérdida de red, del mismo modo realizar una calibración a los medidores.

ANEXO A
RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE CONTROLADOR EGCP-2

Capítulo 8. Resolución de problemas

Hardware y E/S del control

Problema	Causa probable	Medida correctora
La unidad no se enciende	No hay alimentación de entrada	Compruebe la alimentación de entrada en los terminales 1 y 2. Esta entrada debe tener 9 a 32 VCC.
	Inversión de la alimentación de entrada	Compruebe que la alimentación que recibe el EGCP-2 tenga la polaridad correcta.
La unidad se enciende y luego efectúa un ciclo de encendido y apagado al virar	Batería del motor gastada o tensión de la batería de motor inferior a 6 Vcc al virar	Cargue o sustituya la batería del motor.
Las entradas discretas no indican activo en la pantalla I/O STATUS cuando están activados los conmutadores	Cableado defectuoso en los conmutadores de las entradas discretas	Verifique el cableado de los conmutadores de las entradas discretas.
Las tensiones del generador indicadas en la pantalla son muy pequeñas	Cableado defectuoso de los transformadores de potencial (PT) del generador	Verifique el cableado de los transformadores de potencial (PT) del generador.
	Las entradas de PT del generador están incorrectamente calibradas	Calibre el correspondiente canal o canales de las entradas de PT. Consulte la sección 1.10 Calibración de entradas y salidas de control.
I/O STATUS indica que el relé o relés están excitados, pero no tiene lugar ninguna acción (es decir, alarma)	Cableado defectuoso en los contactos de las salidas de relé	Verifique el cableado de los contactos de las salidas de relé.
La tensión del generador fluctúa o es inestable sin carga en el generador	La dinámica del AVR está mal configurada	Ajuste la dinámica del AVR para lograr un funcionamiento estable. Para más detalles, consulte el manual de instrucciones del fabricante del AVR.
Las tensiones o corrientes que indica el EGCP-2 no se corresponden con el parámetro medido	Las entradas de PT del EGCP-2 están calibradas de manera inexacta	Calibre el correspondiente canal o canales de las entradas de PT. Consulte la sección 1.10 Calibración de entradas y salidas de control.

Parámetros de control/detección del motor

Problema	Causa probable	Medida correctora
El comando de arranque (es decir, test o run with load) no arranca el motor	El menú Configuration no ha sido aceptado o no se ha seleccionado correctamente	Introduzca los puntos de consigna de configuración en el menú Configuration de modo que todos los símbolos "*" y "#" desaparezcan de la pantalla. Para más detalles, consulte la sección 1.3.4. Descripción de puntos de consigna.
	Existe una situación de alarma activa	Consigne o reinicialice la situación o situaciones de alarma. Consulte la sección 1.3.2 Descripción de pantallas.
	Los contactos de las salidas de relé no están bien conectados al arrancador del motor, solenoide de combustible	Verifique el cableado de los contactos de las salidas de relé.
El motor de arranque sigue conectado después de que arranca el motor	El punto de consigna Crank Cutout del menú Engine control es demasiado grande	Fije el valor apropiado en el punto de consigna CRANK CUTOUT. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	Señal insuficiente de MPU dirigida a la entrada del EGCP-2	Verifique el cableado del MPU, y que existe señal del MPU en la entrada del control EGCP-2.
La velocidad del motor es inestable cuando la unidad está sin carga	Las dinámicas del control de velocidad están mal configuradas	Ajuste las dinámicas del control de velocidad para lograr un funcionamiento estable. Para más detalles, consulte el manual de instrucciones del fabricante del control de velocidad.
Cuando se emite el comando Crank, el EGCP-2 pierde potencia y efectúa una reinicialización y una prueba de la RAM	La batería está demasiado gastada para la demanda de corriente del motor de arranque	Monte una batería de mayor capacidad o un motor de arranque más eficaz.
	Cableado defectuoso en la alimentación del control EGCP-2	Verifique el cableado de la alimentación del control EGCP-2.

Sincronización

Problema	Causa probable	Medida correctora
La unidad nunca realiza adecuadamente la adaptación de fases	Punto de consigna Synchronizer Mode del menú Synchroscope configurado como PERMISSIVE	Fije el valor adecuado en el modo del sincronizador. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	Las dinámicas del sincronizador del menú Synchroscope están mal configuradas	Ajuste las dinámicas del sincronizador. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El sincronizador indica una diferencia de fase pequeña, pero la diferencia de fase medida es grande	La entrada Generator A phase PT es L-L y la entrada Bus A phase PT es L-N, o viceversa	Verifique que la entrada Generator A phase PT y la entrada Bus A phase PT tienen el mismo formato (es decir, L-L o L-N).
	Las entradas de PT de bus y/o generador no son fase A	Verifique que las entradas de PT de bus y generador sean fase A.
	Sincronizador mal calibrado	Calibre el sincronizador. Consulte Calibración de entradas y salidas de control.
El sincronizador adapta la fase, pero nunca cierra el disyuntor/contactador	El punto de consigna de Synchronizer Mode del menú Synchroscope está configurado como CHECK	Fije el valor adecuado en el modo del sincronizador. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El punto de consigna Dwell Time del menú Synchroscope es demasiado grande	Reduzca el punto de consigna Dwell Time del menú Synchroscope. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El sincronizador indica fase adaptada, pero la diferencia de fase medida es ~180 grados o, cuando cierra el disyuntor, se bloquea en paralelo a los 180 grados de desfase establecidos	El PT del generador o de bus tiene invertida la polaridad (cableado defectuoso)	Verifique que las entradas de PT de generador y bus presentan la polaridad correcta.
La unidad no se cierra al bus inactivo	Sistema de unidades múltiples con DISABLED fijado en el punto de consigna de DEADBUS CLOSING del menú Configuration	Fije ENABLED en el punto de consigna DEADBUS CLOSING del menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El punto de consigna del Sincronizador está configurado como CHECK	Fije el valor adecuado en el modo del sincronizador. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El sincronizador no efectúa la adaptación de tensiones	El punto de consigna VOLTAGE MATCHING del menú Synchroscope está en DISABLED	Fije ENABLED en el punto de consigna de VOLTAGE MATCHING del menú Synchroscope. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El sincronizador no efectúa la adaptación de tensiones según las especificaciones	La(s) entrada(s) Generator A phase PT y/o Bus A phase PT está(n) mal calibrada(s)	Calibre las entradas Generator A phase PT y Bus A phase PT. Consulte Calibración de entradas y salidas de control.
	El punto de consigna de tolerancia de Voltage Matching del menú Synchroscope es demasiado grande	Fije adecuadamente el punto de consigna de tolerancia de Voltage Matching en el menú Synchroscope. Consulte Descripción de puntos de consigna.

Control de cierre/apertura del disyuntor

Problema	Causa probable	Medida correctora
Cuando el grupo electrógeno está en sincronización, el disyuntor nunca se cierra	Sincronizador configurado en CHECK	Fije el valor adecuado en el modo del sincronizador. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	Cableado defectuoso que hace que la salida de relé no establezca conexión con el disyuntor	Verifique el cableado de los contactos de las salidas de relé.
	El punto de consigna Dwell Time del menú Synchroscope es demasiado grande	Reduzca el punto de consigna Dwell Time del menú Synchroscope. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El contactor se cierra un instante y luego se abre	El punto de consigna de CB CONTROL del menú Configuration está configurado para BREAKER	Fije adecuadamente el punto de consigna de CB CONTROL en el menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El punto de consigna CB HOLD TIME del menú Synchroscope es demasiado corto	Aumente el punto de consigna CB HOLD TIME del menú Synchroscope. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	Cableado defectuoso en los contactos de C.B. Aux.	Verifique el cableado de los contactos de C.B. Aux dirigido a la entrada del EGCP-2.
El relé de cierre del disyuntor permanece excitado cuando se emite un comando cerrar y nunca emite un comando abrir	El punto de consigna C B CONTROL está configurado para CONTACTOR	Fije adecuadamente el punto de consigna de CB CONTROL en el menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.

Control de carga real

Problema	Causa probable	Medida correctora
La lectura de KW de una o más fases es negativa.	El transformador de corriente (CT) tiene invertida la polaridad	Verifique/invierta la polaridad del transformador de corriente en el canal o canales afectados NOTA: El grupo electrógeno del motor debe ponerse fuera de servicio para poner en circuito abierto un transformador de corriente en condiciones de seguridad.
La unidad transporta una proporción indebida de carga real en compartimiento isócrono de carga	El punto de consigna de Rated KW del menú Configuration tiene establecido un valor incorrecto	Fije adecuadamente el punto de consigna Rated KW en el menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	Existe un error de velocidad cc proporcional en la unidad de control de velocidad (velocidad sin carga no configurada para adaptarse a la frecuencia del bus)	Ajuste el valor de velocidad del control de velocidad para adaptarlo a la frecuencia del bus. Si la unidad no transporta una carga suficiente, es necesario aumentar el valor de velocidad. Si la unidad transporta demasiada carga, es necesario reducir el valor de velocidad.
El control de carga real es inestable en paralelo a la fuente de la red	Las dinámicas del control de carga real están mal configuradas en el menú Real Load Control	Ajuste las dinámicas del control de carga real en el menú Real Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
El funcionamiento del control de proceso provoca sobrecarga o inversión de la potencia	El punto de consigna PROCESS ACTION está configurado para una acción incorrecta en el menú Process Control	Fije adecuadamente el punto de consigna PROCESS ACTION en el menú Process Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
La carga y/o descarga es demasiado rápida/lenta	Las velocidades de cambio progresivo de carga y/o descarga fijadas en el menú Real Load Control son incorrectas	Aumente/reduzca debidamente las velocidades de cambio progresivo de carga y/o descarga en el menú Real Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
La velocidad/carga del motor presenta una inestabilidad que fluctúa con gran rapidez.	Las dinámicas del control de velocidad están mal configuradas	Ajuste las dinámicas del control de velocidad para lograr un funcionamiento estable. Para más detalles, consulte el manual de instrucciones del fabricante del control de velocidad.

Control de carga reactiva

Problema	Causa probable	Medida correctora
Los factores de potencia de las fases no coinciden. Dos de las tres fases están muy alejadas del rango establecido	Los CT están conectados a entradas de fase incorrectas	Verifique que los CT están conectados a los terminales de fase correspondientes. NOTA: El grupo electrógeno del motor debe ponerse fuera de servicio para poner en circuito abierto un transformador de corriente en condiciones de seguridad.
La unidad transporta una proporción indebida de carga reactiva en compartimiento isócrono de carga	El punto de consigna de Rated KVA del menú Configuration tiene establecido un valor incorrecto	Fije adecuadamente el punto de consigna de Rated KVA en el menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	La(s) entrada(s) de PT del generador fase A está(n) incorrectamente calibrada(s)	Calibre la(s) entrada(s) Generator A phase PT del grupo o grupos electrógenos. Consulte Calibración de entradas y salidas de control.
El control de carga reactiva es inestable en paralelo a la fuente de la red	Las dinámicas del control de carga reactiva están mal configuradas en el menú Real Load Control	Ajuste las dinámicas del control de carga reactiva en el menú Reactive Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
La unidad mantiene una carga VAR constante y no un factor de potencia constante en paralelo a la fuente de la red	El punto de consigna VAR/PF del menú Reactive Load Control está fijado en VAR CONTROL	Fije adecuadamente el punto de consigna de VAR/PF en el menú Reactive Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
La unidad mantiene un factor de potencia constante en vez de una VAR constante cuando está en paralelo a la fuente de la red	El punto de consigna VAR/PF está fijado en PF CONTROL	Fije adecuadamente el punto de consigna de VAR/PF en el menú Reactive Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
Varios grupos electrógenos están inestables con compartimiento de VAR/PF y con cargas ligeras	El punto de consigna VOLTS RAMP TIME del menú Reactive Load Control no está bien ajustado	Fije adecuadamente el punto de consigna VOLTS RAMP TIME en el menú Reactive Load Control. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El transformador de corriente de caída no está bien conectado al AVR	Verifique la conexión entre el transformador de corriente de caída y el AVR. Para más detalles, consulte el manual de instrucciones del fabricante del AVR.

Secuencia

Problema	Causa probable	Medida correctora
El número de la unidad o unidades no figura en el orden de secuencia de la pantalla Sequencing/la unidad no efectúa la secuencia automática	Conmutador en posición manual	Coloque la(s) unidad(es) en la posición Auto Switch Active. Véanse las entradas/salidas de CC.
	El punto de consigna Automatic Sequencing del menú Configuration está fijado en Disabled	Fije ENABLED en el punto de consigna de Automatic Sequencing del menú Configuration. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	La unidad tiene una alarma activa	Consigne o reinicialice la situación o situaciones de alarma. Consulte Descripción de pantallas.
	Red RS-485 no conectada en la(s) unidad(es)	Verifique que la red RS-485 está conectada a todos los controles EGCP-2 del sistema.
	La conexión de los terminales de la red RS-485 es incorrecta	Verifique que la conexión de los terminales de la red RS-485 sea correcta. Consulte Comunicación entre controles (Red RS-485).
Cuando la carga del sistema es lo bastante grande para requerir más grupos electrógenos, más de un grupo se pone en secuencia en línea	El punto de consigna de NEXT GENSET DELAY del menú Sequencing es demasiado corto	Aumente el punto de consigna NEXT GENSET DELAY en el menú Sequencing. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El punto de consigna MAX START TIME del menú Sequencing es demasiado corto	Aumente el punto de consigna MAX START TIME en el menú Sequencing. Consulte Descripción de puntos de consigna.
Cuando la carga del sistema es lo bastante pequeña para requerir que se pongan fuera de línea más grupos electrógenos, más de un grupo se pone en secuencia fuera línea	El punto de consigna de REDUCED LOAD DELAY del menú Sequencing es demasiado corto	Aumente el punto de consigna REDUCED LOAD DELAY en el menú Sequencing. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	El punto de consigna de MAX STOP TIME del menú Sequencing es demasiado corto	Aumente el punto de consigna de MAX STOP TIME en el menú Sequencing. Consulte Descripción de puntos de consigna.

Detección de red/bus

Problema	Causa probable	Medida correctora
La(s) unidad(es) no responde(n) a la pérdida de red	Puntos de consigna Shutdown/alarms para detección de red no configurados para LOSS OF MAINS	Fije adecuadamente los puntos de consigna Mains High/Low Frequency y Mains High/Low Voltage en el menú Shutdown/Alarms. Consulte Descripción de puntos de consigna.
	La(s) unidad(es) no tienen ninguna entrada de conmutador automático activo	Coloque la(s) unidad(es) en la posición Auto Switch Active. Véanse las entradas/salidas de CC.
La unidad no reconoce el momento en que la red no se ajusta a las especificaciones	Los puntos de consigna Mains High/Low Frequency y Mains High/Low Voltage en el menú Shutdown/Alarms son demasiado ajustados para detectar el momento en que la red no se ajusta a las especificaciones	Aumente los puntos de consigna de alta frecuencia y alta tensión de red y reduzca los puntos de consigna de baja frecuencia y baja tensión de red en el menú Shutdown/Alarms. Consulte Descripción de puntos de consigna.

Comunicaciones

Problema	Causa probable	Medida correctora
El número de una o varias unidades no figura en el orden de secuencia de la pantalla Sequencing	La conexión de los terminales de la red RS-485 es incorrecta	Verifique que la conexión de los terminales de la red RS-485 sea correcta. Consulte Comunicación entre controles (Red RS-485).
	Red RS-485 no conectada en la(s) unidad(es)	Verifique que la red RS-485 está conectada a la entrada de RS-485 del EGCP-2 en todas las unidades.
	La red RS-485 está conectada con polaridad inversa en una o varias unidades	Verifique la polaridad de la red RS-485 en todas las unidades.
Si una unidad junto con la terminación de red está apagada, las comunicaciones no resultan fiables o cesan por completo	La alimentación de +5 Vcc no está conectada entre las unidades (cableado inadecuado)	Verifique que la alimentación de +5 Vcc esté conectada entre todas las unidades.

ANEXO B
DISYUNTOR MAGNUM IEC – CUTLER HAMMER

Characteristics table

Magnum characteristics,
dimensions and weights



Magnum frame	Narrow frame (MWN)			Standard frame (MWI)				Double-wide frame (MWI)			
Circuit breaker characteristics ¹⁾	MWN4	MWN5	MWN6	MWI6	MWI6	MWI8	MWI6	MWI6	MWI4	MWI6	
800	800	800	800	800	800	800	800	4000	4000	4000	
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	5000	5000	5000	
1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	6300	6300	6300	
1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600				
2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000				
2500				2500	2500	2500	2500				
3200				3200	3200	3200	3200				
Interrupt ratings at 690 V_{ac} I_{cu}/I_{cs} (kA_{rms}) ²⁾	40/40	50/50	65/65	65/65	65/65	85/85	100/85 ⁴⁾	65/65	65/65	100/100	
Withstand rating I_{cw} 1 sec/3 sec (kA_{rms})	40/-	50/- ²⁾	65/40	65/-	65/50	85/55	85/65	65/-	65/-	100/-	
Maximum break time (msec)	30	30	30	30	30	30	30	40	40	40	
Maximum closing time (msec)	50	50	50	50	50	50	50	70	70	70	
Circuit breaker dimensions (mm) ⁵⁾											
Fixed	Height	425.7	425.7	425.7	425.7	425.7	425.7	425.7	425.7	425.7	
	Depth	371.9	371.9	371.9	371.9	371.9	371.9	371.9	371.9	371.9	
	Width (3-pole)	317.7	317.7	317.7	410.2	410.2	410.2	410.2	866.5	866.5	866.5
	Width (4-pole)	413	413	413	537.2	537.2	537.2	537.2	1120	1120	1120
Drawout	Height	524.3	524.3	524.3	524.3	524.3	524.3	524.3	524.3	524.3	
	Depth	474.2	474.2	474.2	474.2	474.2	474.2	474.2	474.2	474.2	
	Width (3-pole)	336	336	336	431.8	431.8	431.8	431.8	909	909	909
	Width (4-pole)	431.3	431.3	431.3	558.8	558.8	558.8	558.8	1036	1036	1036
Circuit breaker weight (kg) ⁶⁾											
Fixed	(3-pole)	43	43	43	56-66	56-66	56-66	56-66	107.5	125.2	125.2
	(4-pole)	54	54	54	72-86	72-86	72-86	72-86	144.7	163.3	163.3
Drawout	(3-pole)	48	48	48	70-86	70-86	70-86	70-86	132.8	157.4	157.4
	(4-pole)	62	62	62	88-112	88-112	88-112	88-112	166	206	206
Cassette	(3-pole)	28	28	28	53-56	53-56	53-56	53-56	90.3	96.2	96.2
	(4-pole)	32	32	32	55-68	55-68	55-68	55-68	113.4	120.7	120.7
Non-auto switch characteristics											
Maximum interrupt ratings at 690 V_{ac} I_{cu}/I_{cs} (kA_{rms})	40/40	50/50	65/65	65/65	65/65	85/85	100/85	65/65	65/65	100/100	
Withstand ratings I_{cw} 1 sec/3 sec (kA_{rms})	40/-	50/- ²⁾	65/40	65/-	65/50	85/55	85/65	65/-	65/-	100/-	
Continuous current range (A)	to 1250	to 2000	to 2000	to 1600	2000	to 2000	-	to 4000	to 4000	to 4000	
Close and latch current (kA peak) ⁶⁾	40	50	50	50	50	50	50	100	100	100	
Maximum continuous current range (A)	-	-	-	-	2500 & 3200	2500 & 3200	-	-	5000 & 6000	5000 & 6000	
Close and latch current (kA peak) ⁶⁾	-	-	-	-	80	80	-	-	157	157	
Mechanical Endurance with maintenance											
Operating cycles (C-O) x 1000	20	20	20	20	20	20	20	15	15	15	
Mechanical Endurance without maintenance 690 V											
Operating cycles (C-O) x 1000	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Electrical Endurance without maintenance											
Operating cycles (C-O) x 1000	10	10	10	10	10	10	10	2.5	2.5	2.5	
IP Rating											
Door Frame	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	
Cover	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	

¹⁾ Circuit breakers equipped with integral trip units have a breaking current release set to trip instantaneously at 25 x I_n peak current to prevent closing on a fault current exceeding that magnitude.

²⁾ Magnum ACB's carry an IT rating at 440 V_{ac} per IEC 60947-2 Annex H. Contact Eaton for 690 V_{ac} IT applications.

³⁾ The I_{cw} 1 sec/3 sec rating is 50/30 kA for 2000 A MWN 50 kA breaker.

⁴⁾ Standard frame circuit breakers rated 100 kA are equipped with a high instantaneous trip set to protect above 85 kA_{rms}. I_{cu} is 100 kA and I_{cs} is 85 kA at 440 V_{ac}. I_{cu} and I_{cs} are 65 kA at 690 V_{ac}.

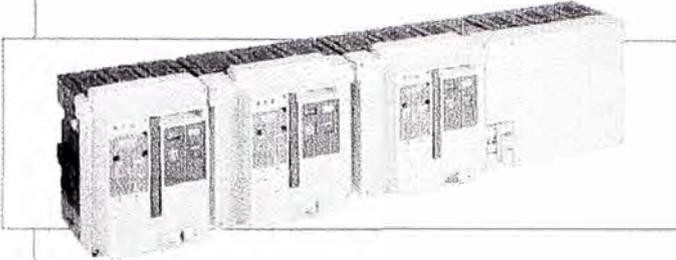
⁵⁾ The approximate weights and dimensions shown are based on horizontal terminals.

⁶⁾ Non-automatic switches should be applied with a suitable external overcurrent device with very fast instantaneous trip to protect above the published close and latch rating. If such a device is not used, a selective circuit breaker with trip unit and breaking current release should be used.

⁷⁾ The maximum available instantaneous interrupting rating for the standard frame non-automatic switch is 85 kA.

⁸⁾ Circuit breaker I_{cu} values are equal to I_{cs} times a constant. Value of the constant is either 2.1 or 2.2 as given in IEC 60947-2.

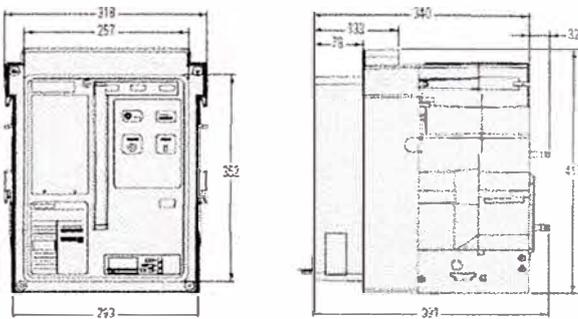
Dimensions (mm)



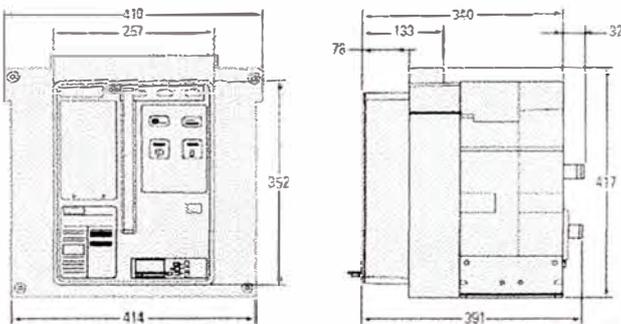
Magnum air circuit breakers have common heights and depths to facilitate standardized designs in low voltage panel systems.

Fixed design

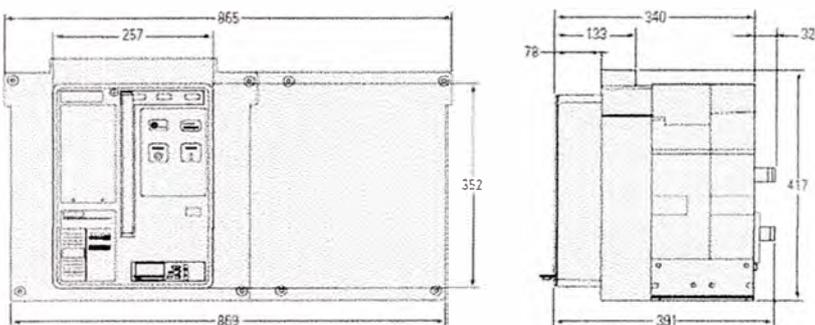
800 - 2000 A narrow frame

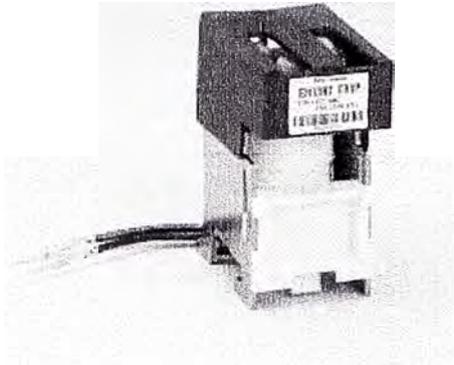


800 - 3200 A standard frame

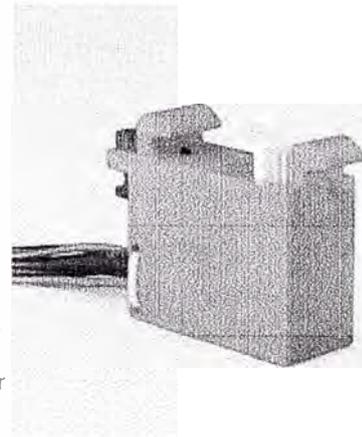


4000 - 6300 A double wide frame

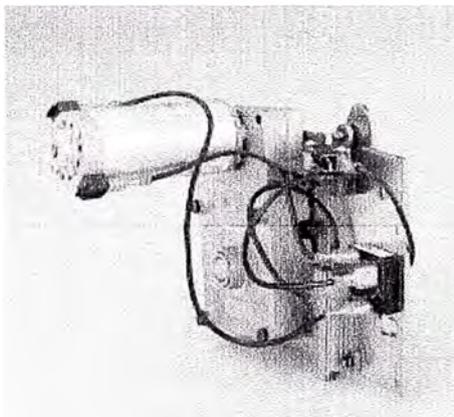




Viewable-through-the-window electrical accessories are identically sized, yet keyed for error-free mounting.



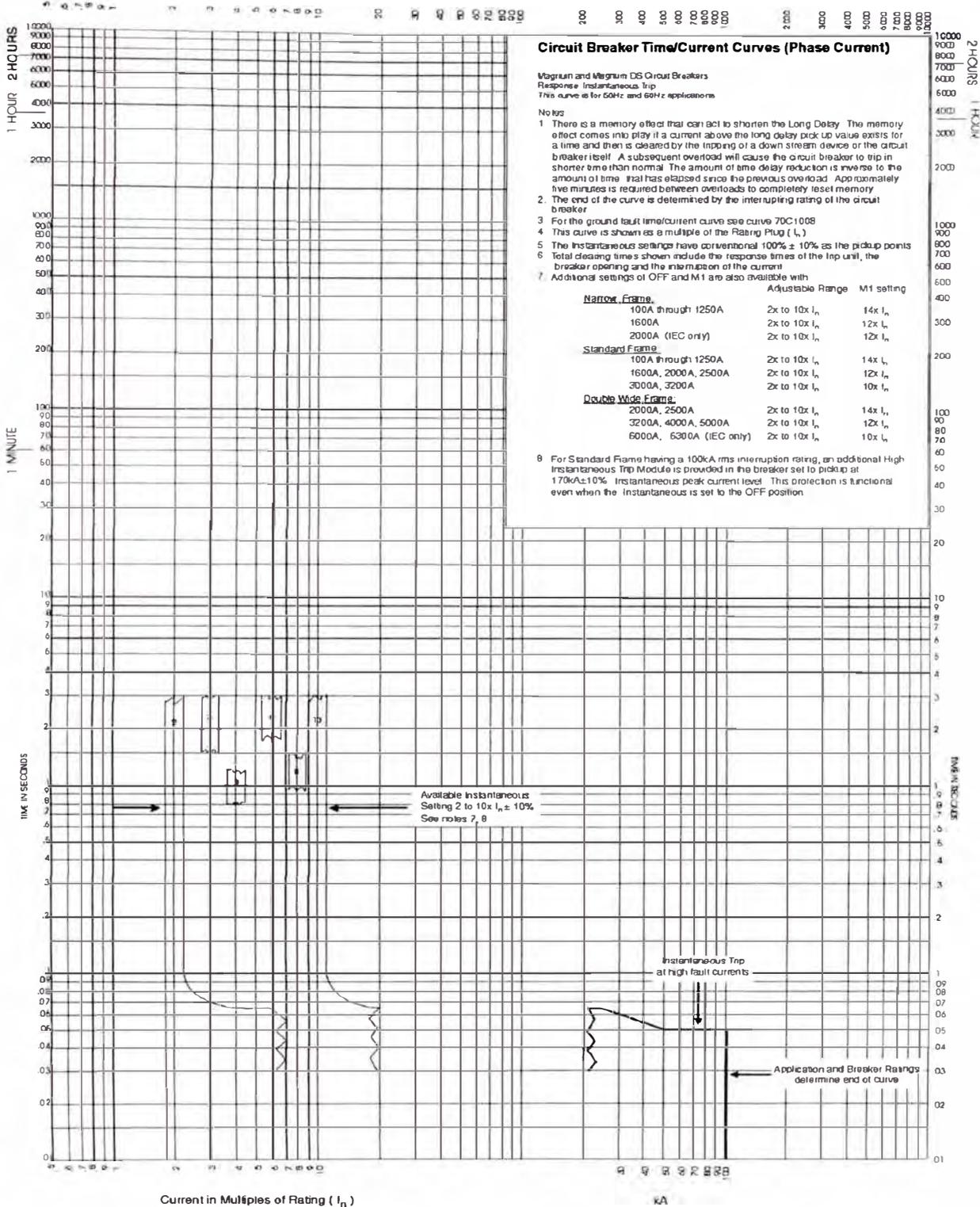
The auxiliary switch is an internal accessory that provides remote electrical indication of the breaker status.



An electric motor automatically charges the closing springs. In absence of control power, the springs can be manually charged.

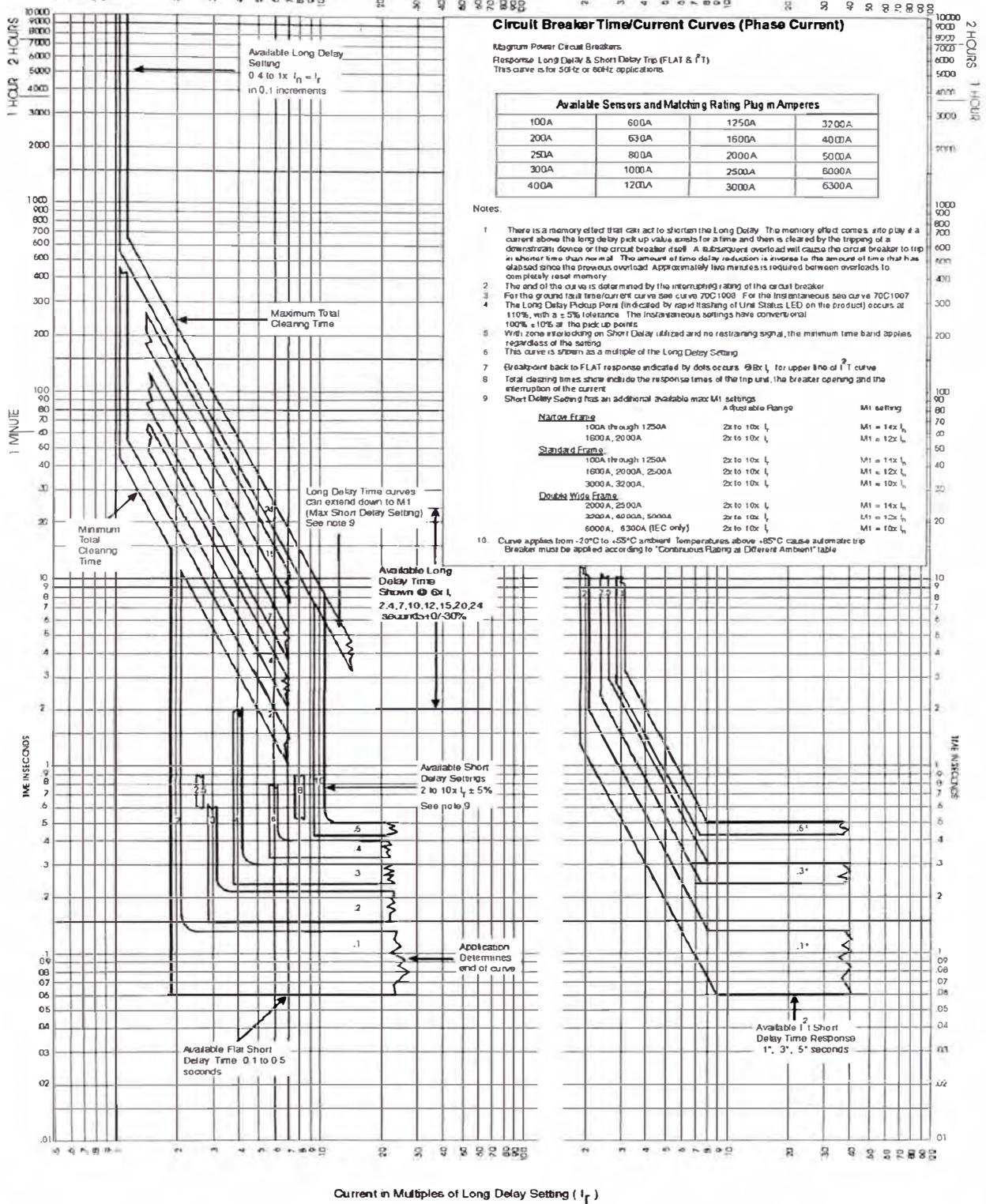
EATON Cutler-Hammer

Digitrip 520 / 520M / 520MC / 520i / 520Mi / 520MCi Instantaneous Curve



Dwg. No. 70C1007
April 2003

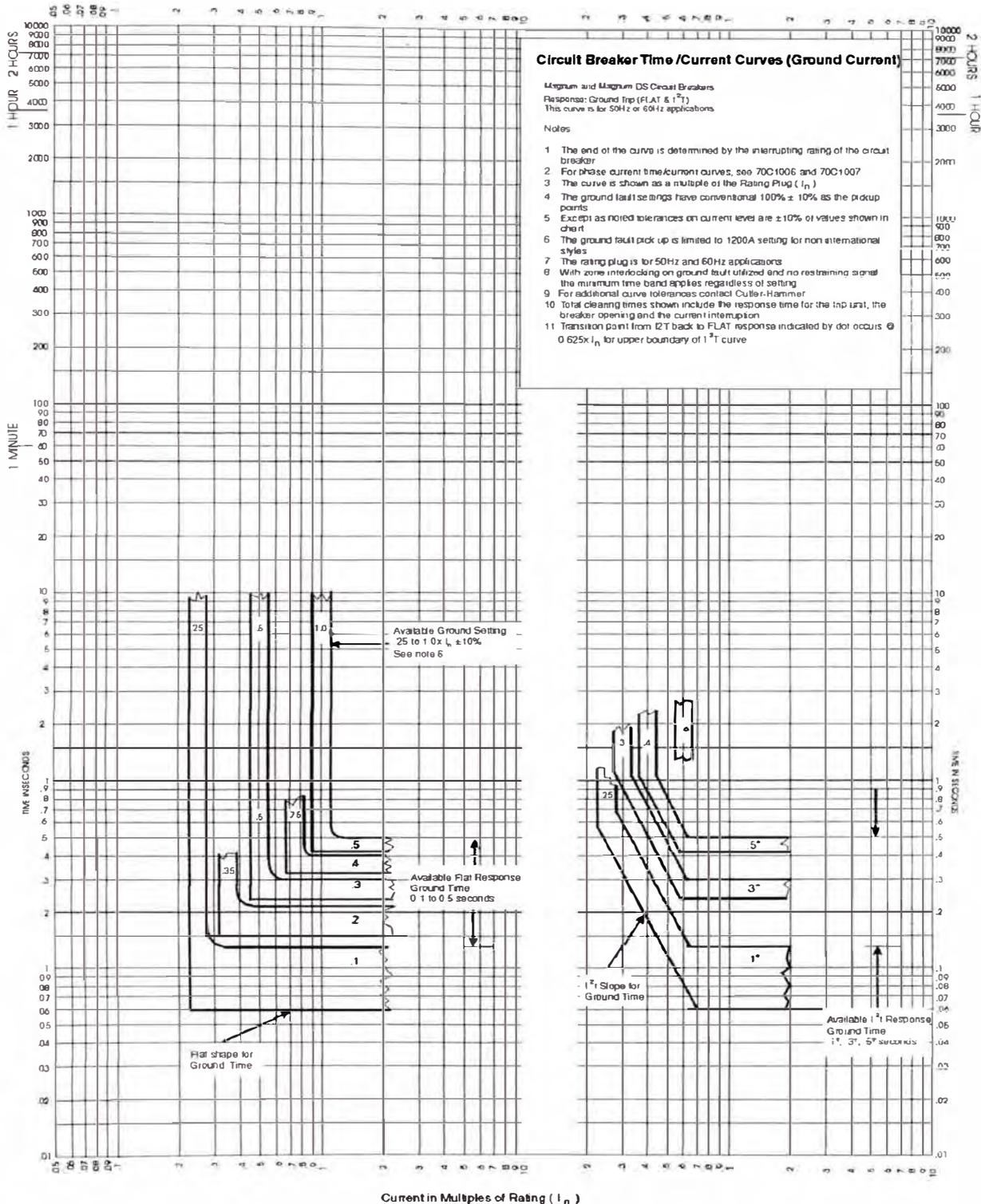
Digitrip 520 / 520M / 520MC / 520i / 520Mi / 520MCi - Long Delay & Short Delay Curves



Dwg No: 70C1006
 April 2003

Current in Multiples of Long Delay Setting (I_L)

Digitrip 520 / 520M / 520MC / 520i / 520Mi / 520MCi - Ground Curve



Dwg. No: 70C1008
 April 2003

BIBLIOGRAFÍA

1. National Electrical Code, NEC 2005. National Fire Protection Association Inc. Quincy Massachusetts Estados Unidos. Edición 2005.
2. IEEE Std 242-2001. Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System. Estados Unidos. Edición 2001.
3. WOODWARD. Manual de Instalación EGCP-2 (para constructores de conjuntos) Conjunto de control de generador y motor SP26076 Rev. D
4. WOODWARD. Manual de funcionamiento EGCP-2 (Para usuario final) Conjunto de control de generador y motor SP26086 Rev. D
5. Electrical Engineers & Cable Maker. Lythall R.T. The J&P Switchgear Book. Johnson & Philips Ltda. quinta edición. Londres, 1953.
6. Ramírez Vásquez, José. "Estaciones de Transformación y Distribución, Protección de Sistemas Eléctricos". España, 1981.
7. Cutler Hammer, Magnum IEC Low Voltage Air Circuit Breakers - Product Focus PG01301002E, 2003