

**GUÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS  
MOTORES DE MEDIA TENSIÓN EN LA CENTRAL TERMOGUAJIRA**

**HÉCTOR DANIEL BUELVAS SARKAR  
DAGO ALBERTO PADILLA MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA D.T. Y C.**

**2011**

**GUÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS  
MOTORES DE MEDIA TENSIÓN EN LA CENTRAL TERMOGUAJIRA.**

**HÉCTOR DANIEL BUELVAS SARKAR  
DAGO ALBERTO PADILLA MARTÍNEZ**

**Trabajo de grado, presentado para optar al título de Ingeniero  
Electricista.**

**Director**

**ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARTAGENA D.T. Y C.**

**2011**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

**Firma de presidente del jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

Cartagena D.T. Y C., 27 de Mayo de 2011

## **DEDICATORIA**

*A Dios padre todopoderoso, con su gran devoción y espíritu de apoyo incesante en la realización de este trabajo, gracias por iluminarnos.*

*A nuestros padres por su apoyo incondicional, moral y económico en el transcurso de nuestra carrera y a las demás personas que hicieron de algún modo realidad el sueño de ser profesional*

Dago Alberto Padilla Martínez

## **DEDICATORIA**

*A Dios padre todopoderoso, con su gran devoción y espíritu de apoyo incesante en la realización de este trabajo, gracias por iluminarnos.*

*A mi madre nuestros padres por su apoyo incondicional, moral y económico en el transcurso de nuestra carrera y a las demás personas que hicieron de algún modo realidad el sueño de ser profesional*

Héctor Daniel Buelvas Sarkar

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan su agradecimiento a:

Alexander Bermúdez, Ing. Electricista, jefe de mantenimiento eléctrico Central Termoguajira

Roberto Muñoz y Reynaldo Rodríguez, supervisores de mantenimiento eléctrico Central Termoguajira

Jorge Mario Rondón, Estudiante en prácticas mantenimiento eléctrico Central Termoguajira

Universidad Tecnológica de Bolívar porque fue uno de los pilares importantes en nuestro proceso de aprendizaje.

Enrique Vanegas, Ingeniero Electricista y director de este trabajo

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
LISTA DE FIGURAS.....	9
LISTA DE TABLAS.....	10
GLOSARIO.....	11
RESUMEN.....	15
INTRODUCCIÓN.....	17
OBJETIVOS.....	19
1. GENERALIDADES SOBRE SELECCIÓN DE PROTECCIONES Y EL PROTOCOLO DE CAMPO MODBUS.....	21
1.1 TEORÍA DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	21
1.2. EL PROTOCOLO DE CAMPO MODBUS.....	27
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA Y EQUIPOS EN LA BARRA DE 6.9 KV UNIDAD 1 Y SUS PROTECCIONES ACTUALES.....	29
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA.....	29
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE 6.9 Kv UNIDAD 1.....	33
2.3 PROTECCIONES ACTUALES PARA LOS MOTORES EN LA BARRA DE 6.9kV UNIDAD 1.....	39
3. PASOS PARA REALIZAR UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	48
3.1 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN.....	48
3.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA COORDINACIÓN.....	51
3.3 SELECCIÓN DE LA ESCALA DE CORRIENTE ADECUADA.....	52
4. SELECCIÓN DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS PROTECCIONES Y ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	56

<b>4.1 DESCRIPCIÓN DE PROTECCIONES SELECCIONADAS PARA REALIZAR LA OPTIMIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES ACTUALES.....</b>	<b>56</b>
<b>4.2. SELECCIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA DEL EQUIPO DE PROTECCIONES MÚLTIPLES.....</b>	<b>62</b>
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>68</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>69</b>



## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Proceso de ajuste y coordinación de la protección. ....	25
Figura 2. Diagrama unifilar general barraje de 6.9 kv u1. ....	36
Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de motores en el barraje A de 6.9 kv u1. ....	37
Figura 4. Diagrama unifilar simplificado de motores en el barraje B de 6.9 kv u1. ....	38
Figura 5. Foto Relé 50/51 actualmente instalado .....	42
Figura 6. Circuito de prueba para relé de protección 50/51 .....	44
Figura 7. Circuito para realizar el protocolo de pruebas. ....	46
Figura 8. Curva característica corriente-tiempo real vs curva corriente tiempo teórica. ....	47
Figura 9. Definición de tiempos de interrupción <sup>4</sup> . ....	50
Figura 10. Selección de interruptores del circuito principal y el alimentador de baja tensión <sup>5</sup> . ..	54
Figura 11. Selección de curva de relé de sobrecorriente y ajuste de elemento instantáneo <sup>6</sup> .....	55
Figura 12. Esquema conexión protecciones actualmente instaladas Vs Esquema de conexión protecciones Equipo multiprotección seleccionado .....	64

## LISTA DE TABLAS

pág.

<b>Tabla 1. Datos de placa características de los motores bombas Agua de alimentación A, B Y C de caldera, unidad 1 .....</b>	<b>30</b>
<b>Tabla 2. Características del transformador alimentador de la Barra 6.9 kV unidad 1.....</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 3. Tabla descriptiva equipos Barra 6.9 kV A u1 .....</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 4. Tabla descriptiva equipos Barra 6.9 kV B u 1.....</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 5. Datos Característicos transformadores de corriente presentes en el barraje de 6.9 Kv Unidad 1. ....</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 6. Tabla descriptiva de aplicación de protecciones.....</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 7. Tabla descriptiva ajustes de protecciones actuales Barra A u1.....</b>	<b>40</b>
<b>Tabla 8. Tabla descriptiva ajustes de protecciones actuales Barra B u 1.....</b>	<b>41</b>
<b>Tabla 9. Tabla Comparativa de la prueba de valor inicial .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabla 10. Protecciones necesarias requeridas para los motores .....</b>	<b>57</b>
<b>Tabla 11 .Ajustes de los Relés de secuencia negativa.....</b>	<b>59</b>
<b>Tabla 12 .Características técnicas y Económicas de equipos analizados en la Selección .....</b>	<b>62</b>
<b>Tabla 13. Presupuesto del proyecto presentado por la empresa Norcontrol .....</b>	<b>65</b>

## GLOSARIO

**Broadcast:** Transmisión de un paquete de datos que será recibido por todos los dispositivos en una red.

**Buses de Campo:** Es un sistema de transmisión de información (datos) que simplifica enormemente la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción. El objetivo de un bus de campo es sustituir las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control a través del tradicional bucle de corriente de 4-20mA. Típicamente son redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus serie, que conectan dispositivos de campo como PLCs/PACs, transductores, actuadores y sensores. Cada dispositivo de campo incorpora cierta capacidad de proceso, que lo convierte en un dispositivo inteligente, manteniendo siempre un costo bajo. Cada uno de estos elementos será capaz de ejecutar funciones simples de diagnóstico, control o mantenimiento, así como de comunicarse bidireccionalmente a través del bus. Entre los buses o protocolos de campo de mayor utilización se encuentran:

- AS-interface
- CAN
- Ethernet POWERLINK
- Modbus
- Profibus

**Diagrama unifilar:** Es aquel que muestra mediante una sola línea y símbolos simplificados, las conexiones entre los dispositivos, componentes o partes de un circuito eléctrico o de un sistema eléctrico.

**Equipo multiprotección:** Equipo Electrónico que proporciona de manera integrada, las protecciones Eléctricas más comunes para los motores entre otras adicionales que pueden ser programadas. Al mismo que permiten el monitoreo real del estado de estas protecciones por medio de algún protocolo de red, Bus de campo o mediante la interfaz con el usuario.

**Horómetro:** es un dispositivo que registra el número de horas en que un motor o un

equipo, generalmente eléctrico o mecánico ha funcionado desde la última vez que se ha inicializado el dispositivo. Estos dispositivos son utilizados para controlar las intervenciones de mantenimiento preventivo de los equipos.

**Horometro Digital:** El Horometro digital es un equipo micro controlado cuya función principal es medir un tiempo transcurrido. Para las operaciones de empresas y variadas situaciones de la vida laboral, el manejo del tiempo es un factor de constante control para diversas situaciones de mantenimiento, prevención y precisión de actividades relacionadas con recursos como son maquinaria, equipos, materiales y seres vivos.

**Interfaz de Usuario:** Es el medio con que el usuario puede comunicarse con una máquina, un equipo o una computadora, y comprende todos los puntos de contacto entre el usuario y el equipo, normalmente suelen ser fáciles de entender y fáciles de accionar.

**IEEE std 141-1993:** Práctica recomendada para la distribución de potencia eléctrica en plantas industriales.

**IEEE Std 242-1986:** Práctica recomendada para la protección y coordinación de sistemas de potencia comerciales e industriales.

**IEE std 288-1969, ANSI C37.92-1972:** Práctica recomendada para el ajuste de protecciones eléctricas de motores de inducción.

**Online:** Se refiere a que un equipo está conectado a una red o sistema mayor. En el caso de protocolos de comunicación, un aparato asociado a un sistema más grande está en línea si se encuentra bajo control directo del sistema, esto es, si se encuentra disponible para su uso inmediato por parte del sistema, sin intervención humana, pero que no puede operar de modo independiente del sistema.

**Protecciones Eléctricas unitarias:** Son sistemas diseñados para responder solamente a condiciones de falla que ocurran dentro de una zona claramente definida. Ciertos tipos de protecciones unitarias son conocidas por nombres específicos, por ejemplo, falla a tierra restringida y protección diferencial. Ya que la protección unitaria no implica tiempos de coordinación, es relativamente rápida en la operación. La velocidad de la respuesta es sustancialmente independiente de la severidad de la falla.

**Protecciones Eléctricas graduadas:** Son sistemas de protecciones que cuando son usadas como protecciones de respaldo a protecciones vecinas, necesitan coordinación para su respuesta efectiva a condiciones de falla.

**Registrador de sucesos:** Equipo o en algunos casos un modulo adicional de otro equipo en particular que permite almacenar eventos transcurridos en un sistema. En el caso del monitoreo de un proceso este equipo almacena los eventos más relevantes, en el formato de fecha, hora y evento transcurrido.

**Sensibilidad de una protección Eléctrica:** Sensibilidad es un término usado frecuentemente cuando nos referimos al nivel de operación mínimo (corriente, voltaje, potencia, etc.) de los relés o esquemas de protección. Se dice que el relé o el esquema es sensible si los parámetros primarios de operación son bajos.

**Selectividad de una protección eléctrica:** Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislar la falla. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación".

**Teleprotección:** Se refiere al sistema de control de protecciones de equipos de manera remota. La evolución y el mejor entendimiento en la operación de dichos sistemas han permitido su implementación en el campo de las comunicaciones asociadas a los esquemas de protección a distancia. Los nuevos sistemas desarrollados han permitido así mismo, la aplicación de esquemas de Teleprotección a alta velocidad en redes digitales de comunicaciones que usan actualmente las empresas de energía eléctrica. En el pasado dichos esquemas eran casi exclusivos para la transmisión de señales analógicas (tonos en diferentes frecuencias montados sobre el conductor de potencia). Estos esquemas son deficientes en seguridad y dependían del ruido asociado presente en la línea de transmisión y de tiempos más largos de operación para librar una falla.

**Tiro:** Se define como la diferencia de presiones entre un punto cualquiera del sistema y la atmosfera.

**Velocidad de una protección eléctrica:** Se refiere al tiempo en que el relé tarda en completar el ciclo de detección-acción. Muchos dispositivos detectan instantáneamente la falla, pero tardan fracciones de segundo en enviar la señal de disparo al interruptor correspondiente.

## RESUMEN

Debido a la importancia que tiene la operación continua de las centrales generadoras de Electricidad, es necesario contar con una adecuada coordinación de las protecciones eléctricas para los equipos utilizados en dichas centrales.

La coordinación de protecciones se define como el proceso de seleccionar y determinar los ajustes en los dispositivos de protección, para una instalación eléctrica. El presente trabajo está enfocado en la realización de una guía para la selección de las protecciones idóneas que se deben implementar para mejorar y modernizar las protecciones actuales de los motores de media tensión de la unidad generadora número 1 en la Central Termoguajira, cuyo centro de control se encuentra ubicado en el barraje de 6.9 kv. Para tal fin es necesario definir el procedimiento para la realización del estudio de coordinación de protecciones, realizar la selección técnico-económica de las nuevas protecciones a implementar y conocer los datos de placa característicos entregados por el fabricante para los motores eléctricos conectados a este barraje. Los equipos se deben proteger contra condiciones anormales de operación (sobre corrientes, sobrevoltajes, bajo voltaje, etc.) o fallas de operación (corto circuito) lo cual se logra con los dispositivos de protección.

Por lo anterior es esencial establecer los límites de protección para los equipos; estos límites son establecidos por los requisitos de operación del equipo, por la Norma Técnica colombiana NTC 2050, el Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y los Estándares IEEE.

Las protecciones operan en diferente forma con el régimen anormal y con el de cortocircuito. El objetivo final es contar con una instalación confiable, segura y económica.

Inicialmente trataremos todo lo referente a la teoría de selección de protecciones, después se hará una descripción general del funcionamiento de la planta, del barraje de 6.9 kV de la unidad numero uno y sus protecciones actuales, luego se darán a conocer cuáles son los pasos adecuados para una correcta coordinación de protecciones, y finalmente se enmarcará lo referente a la selección de especificaciones técnicas para las protecciones y el análisis técnico económico del proyecto.



## INTRODUCCIÓN

### **Planteamiento del problema**

Las protecciones de sistemas eléctricos de centrales termoeléctricas involucran un gran número de variables que deben ser determinadas para una adecuada protección de los equipos eléctricos; Actualmente en los sistemas de generación de energía eléctrica son supremamente importantes las protecciones de los equipos principales con los que cuentan las centrales de generación, estas deben de estar protegidas contra fallas entre las cuales se encuentran: cortocircuitos, sobrecargas de energía, mala operación del equipo, errores de instalación entre otras. Ya que una central generadora es una de las partes más importantes de un sistema eléctrico de potencia, si por alguna razón esta llegara a fallar, repercutiría principalmente en la generación y entrega de energía eléctrica al sistema y probablemente se tendría que sacar de operación; esto sería muy costoso para el proveedor del servicio de energía eléctrica, debido a que entre más salidas tenga la central del sistema eléctrico su factor de disponibilidad baja y por lo tanto sería una central poco confiable y muy costosa con baja rentabilidad; por estas razones la adecuada selección y coordinación de protecciones es crucial.

Actualmente en la central Termoguajira, los equipos de protecciones eléctricas existentes para motores de media tensión (6.9 kV) son bastantes anticuados, conformados por grupos de interruptores, relés, entre otros sistemas electromecánicos que hacen que su mantenimiento y la disponibilidad de los motores para la planta se conviertan en algo muy complicado, lo cual refleja en pérdidas económicas para la empresa.

Por otro lado con este tipo de protecciones no se puede administrar información como por ejemplo, el registro de sucesos de sobre corrientes, sobrevoltajes, horas de trabajo, entre otros aspectos que pueden afectar la vida útil del motor.

Por lo cual se hace necesario la utilización de equipos más robustos y de última tecnología que puedan implementarse para tal fin.

Debido a estos aspectos se hace necesario seleccionar correctamente las nuevas protecciones que permitan reemplazar las protecciones actuales, basándose claro está, en la normatividad existente para esta área y la oferta existente en el mercado de equipos de estado sólido.

## **JUSTIFICACIÓN**

Un aspecto muy importante en la generación de energía eléctrica, es la disponibilidad de la planta generadora cuando sea necesario entregar potencia al sistema interconectado nacional; este aspecto podría estar afectado por la falla en la operación de algún motor vinculado al manejo de uno de los procesos necesarios para que la planta entregue energía. En este trabajo se pretende realizar una guía para lograr la optimización de las protecciones eléctricas de los motores de media tensión cuyo centro de control se encuentra ubicado en el barraje de 6.9kV de la unidad generadora número uno, para así garantizar tanto la disponibilidad de estos motores, como la protección de su vida útil.

## **ALCANCE**

El proyecto pretende realizar la adecuada selección de especificaciones técnicas de las protecciones eléctricas para la optimización de las protecciones actuales de los motores eléctricos de media tensión conectados al barraje de 6.9 kV de la unidad generadora número 1, con el fin de garantizar la disponibilidad de los motores para la central y la protección de su vida útil.

Para llevar a cabo el desarrollo de tal fin se tiene que cumplir con los siguientes requisitos:

- Documentar las protecciones actuales presentes en los motores de media tensión de la unidad generadora numero uno y sus ajustes.
- Elaborar un diagrama unifilar, mostrando los equipos que intervienen actualmente en la coordinación de protecciones para los motores de media tensión en la barra de 6.9kV.
- Elegir los dispositivos de protección que cumplan con las especificaciones técnicas requeridas por el sistema y la disponibilidad de la planta basándose en lo que marcan las normas y códigos nacionales e internacionales.
- Analizar la oferta en el mercado de nuevas tecnologías para la coordinación de protecciones y elegirá la más adecuada para realizar el cambio de las protecciones actuales, basándose en una evaluación técnico- económica.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Determinar las especificaciones técnicas de las protecciones eléctricas idóneas para lograr la modernización de las protecciones actuales de los Motores de media tensión conectados al barraje de la unidad generadora numero uno de la central Termoguajira, con el fin de aumentar la confiabilidad de la planta y la vida útil de los motores.

### **Específicos**

- Realizar inventario de las protecciones actuales de los motores de media tensión y sus ajustes.
- Realizar un diagrama unifilar general, mostrando los motores de media tensión presentes en el barraje de 6.9kV de la unidad generadora numero uno y sus protecciones actuales.

- Determinar las especificaciones técnicas de las nuevas protecciones que tendrán los motores de 6.9 kV en la barra correspondiente a la unidad generadora numero uno; basados en los estándares IEEE 242-1986, IEEE 141-1993 y la norma NTC 2050.
- Realizar la evaluación técnico-económica para la selección del equipo multiprotección más adecuado para la optimización de las protecciones actuales de los motores de media tensión de la central.

## **1. GENERALIDADES SOBRE SELECCIÓN DE PROTECCIONES Y EL BUS DE CAMPO MODBUS**

Uno de los aspectos que merece mayor atención en el diseño de los sistemas eléctricos es la prevención de fallas causadas por corto circuitos y sobrecargas, ya que estas pueden producir interrupciones del servicio de energía, con la consecuente pérdida de producción y en ocasiones la interrupción en la operación de equipos importantes o servicios vitales y desde luego con el riesgo de daño a personas, equipos e instalaciones.

### **1.1 TEORÍA DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.**

Un estudio de coordinación es el proceso mediante el cual se determinan las características y ajustes óptimos de los elementos de protección de un sistema eléctrico. Los ajustes son elegidos para obtener interrupciones y aislar la parte afectada del sistema durante condiciones de falla.

Como lo expresa Enríquez Harper<sup>1</sup>, el sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

1. Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones comprometidos tan pronto como sea posible y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
2. Reducir el valor que presenta al momento de la falla la corriente de cortocircuito, de tal manera que se reduzcan los posibles daños a equipos e instalaciones.
3. Ejecutar, de ser el caso, acciones correctivas y de contingencia programadas previamente, como el recierre automático, para minimizar el tiempo de las fallas de tipo transitorio.

---

1. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. México D.F.: Limusa, 2003. p. 18

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad de que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido este último como el conjunto relé-interruptor. Por tal motivo, se debe establecer la siguiente jerarquización en un sistema de protecciones:

1. Las protecciones principales que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección. Su característica es que actúan lo más rápido posible al ocurrir la falla.
2. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, con el objetivo de que permitan la actuación de la protección principal en primera instancia.

### **1.1.1 Ajuste de la protección**

Ajustar el sistema de protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir el rango de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección. El ajuste está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes.

### **1.1.2 Coordinación de la protección**

Coordinar el sistema de protección significa definir los tiempos de operación para permitir la actuación debidamente priorizada o jerarquizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de respuesta, por lo tanto es necesario garantizar una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

La coordinación de las protecciones, entonces, está determinada por la graduación de tiempos de reacción para la correcta y oportuna actuación de todos los elementos del sistema de protecciones.

### **1.1.3 Conceptos de sensibilidad y velocidad para el ajuste y la coordinación de la protección**

Al definir la apropiada operación de los relés de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos, debemos incluir las siguientes características:

1. Sensibilidad para detectar estas condiciones de falla por muy incipientes que éstas sean.
2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

En una protección unitaria, la sensibilidad tiene como límite distinguir entre la operación normal y la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual es la corriente más pequeña que genera en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

La velocidad de una protección está ligada al tiempo de operación y según sea el caso para una protección primaria o secundaria se tienen los siguientes criterios:

1. El tiempo de operación del relé que debe ser de dos ciclos. Cuando se aplica un esquema de tele protección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
2. El tiempo de operación del interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, según el nivel de tensión.

Los criterios antes mencionados son aplicables a la protección primaria que debe actuar sin ninguna temporización.

Para la protección secundaria se tiene los siguientes criterios:

1. El tiempo crítico de extinción de la falla por razones de estabilidad
2. El tiempo que los equipos e instalaciones soportan un cortocircuito sin daño físico y sin afectar la seguridad de las personas.

#### **1.1.4 Selectividad de la protección**

La selectividad es un aspecto muy importante en el diseño de un sistema de potencia, ya que indica la secuencia en que actuaran los relés, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actué y no la protección de otros elementos. Así mismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor capacidad interruptiva, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó.

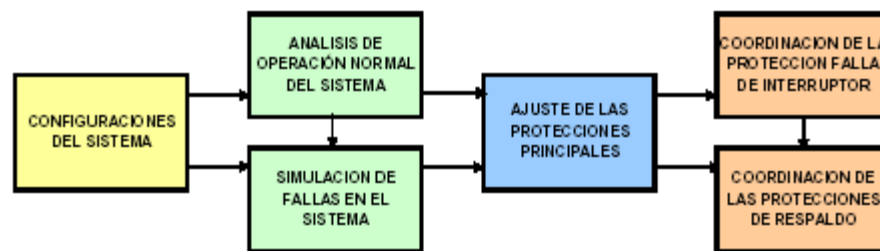
La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en sus zonas de protección; pero también requiere una actuación debidamente coordinada. La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

#### **1.1.5 Proceso de ajuste y coordinación de la protección**

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final.



En la figura 1 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.



**Figura 1. Proceso de ajuste y coordinación de la protección.**

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

### **1.1.5 Análisis de la operación del sistema**

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar la máxima y mínima corriente de falla del mismo, que deben servir para ajustar los relés y determinar los tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para ello se deben considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal como la conexión de los circuitos.

### **1.1.6 Máxima y mínima corrientes de falla**

La máxima y mínima demanda está asociada a las cargas conectadas al sistema, las cuales determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar la máxima y la mínima corriente que puede alimentar un cortocircuito, debido a que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con la mínima corrientes de cortocircuito
2. El ajuste de las protecciones de respaldo para el sistema debe mantenerse aún con la máxima corriente de falla, para lo cual se requiere que los tiempos de acción de las mismas se encuentren debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de invierno con relación al verano, ya que en invierno se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas.

El despacho en verano requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar.

De manera independiente al despacho del sistema para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras.

## 1.2 EL PROTOCOLO DE CAMPO MODBUS

Los modernos elementos de protección de estado sólido tienen la ventaja de poderse conectar y comunicar con estaciones de control maestro y con otras unidades de protección (unidades remotas). Para ello utilizan protocolos de comunicaciones estandarizados. En este trabajo detallamos el protocolo Modbus, porque es uno de los más utilizados a la hora de implementar un sistema de protecciones basado en relés de estado sólido.

Modbus es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor; fue diseñado en 1979 por la empresa Modicon para sus controladores lógicos programables (PLCs). Modbus es un protocolo de comunicaciones estándar en la industria, posee la mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales. Las razones por las cuales el uso de Modbus es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

1. Es público
2. Su implementación es fácil y requiere poco desarrollo
3. Maneja bloques de datos sin suponer restricciones

Modbus permite comunicar los resultados del control de una red de dispositivos a un computador maestro o servidor, además puede usarse para la conexión de un computador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de adquisición de datos (SCADA). Existen versiones del protocolo Modbus para puerto serie y Ethernet (Modbus/TCP).

Existen dos variantes, con diferentes representaciones numéricas de los datos y detalles del protocolo ligeramente desiguales. Modbus RTU es una representación binaria compacta de los datos. Modbus ASCII es una representación legible del protocolo pero menos eficiente. Ambas implementaciones del protocolo son serie. El formato RTU finaliza la trama con

una suma de control de redundancia cíclica (CRC), mientras que el formato ASCII utiliza una suma de control de redundancia longitudinal (LRC). La versión Modbus/TCP es muy semejante al formato RTU, pero estableciendo la transmisión mediante paquetes TCP/IP.

Modbus Plus (Modbus+ o MB+), es una versión extendida del protocolo y privativa de Modicon. Dada la naturaleza de la red precisa un coprocesador dedicado para el control de la misma. Con una velocidad de 1 Mbit/s en un par trenzado sus especificaciones son muy semejantes al estándar EIA/RS-485 aunque no guarda compatibilidad con este.

Cada dispositivo de la red Modbus posee una dirección única. Cualquier dispositivo puede enviar órdenes Modbus, aunque lo habitual es permitirlo sólo a un dispositivo maestro. Cada comando Modbus contiene la dirección del dispositivo destinatario de la orden. Todos los dispositivos reciben la trama pero sólo el destinatario la ejecuta (salvo un modo especial denominado "Broadcast"). Cada uno de los mensajes incluye información redundante que asegura su integridad en la recepción. Los comandos básicos Modbus permiten controlar un dispositivo RTU para modificar el valor de alguno de sus registros o bien solicitar el contenido de dichos registros.

## **2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA Y EQUIPOS EN LA BARRA DE 6.9kV UNIDAD 1 Y SUS PROTECCIONES ACTUALES**

### **2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA**

La central Termoguajira, perteneciente a la empresa GECELCA S.A. E.S.P. está ubicada a 6 km del municipio de Mingueo, departamento de La Guajira. Es una central que utiliza el ciclo termodinámico Rankine con sobrecalentamiento, regeneración y recalentamiento, posee dos unidades o conjunto caldera-turbina-generator, cada una con una capacidad neta de generación de 150MW de potencia eléctrica. La central utiliza gas natural y carbón mineral como combustibles, ya sea independientemente o combinados.

El agua utilizada para producir vapor es captada del río Cañas, aledaño a la central; posteriormente es tratada en la planta desmineralizadora con que cuenta la central y almacenada en el tanque de reposición de la caldera, esto con el fin de tener dicha agua disponible para ingresarla al ciclo térmico cuando se requiera.

El agua que ya hace parte del ciclo térmico es enviada desde el pozo caliente del condensador a la caldera por medio de tres bombas de alimentación impulsadas por motores de media tensión con las siguientes características mostradas en la Tabla 1.

**Tabla 1. Datos de placa características de los motores bombas Agua de alimentación A, B Y C de caldera, unidad 1**

POTENCIA	2250kW
VOLTAJE NOMINAL	6600V
FRECUENCIA	60Hz
TEMPERATURA LÍMITE	85°C
AMPERAJE	225 A
VELOCIDAD DE GIRO	3550RPM
NÚMERO DE POLOS	2
TIPO	F2KE-G
FACTOR DE SERVICIO	1.0
CLASE DE AISLAMIENTO	B
FRAME	500L
LETRA DE CÓDIGO	D
FABRICANTE	mitsubishi
NORMA	NEMA
RATING	CONTINUO
TEMPERATURA AMBIENTE	40°C
PESO	6900kg
FECHA DE FABRICACIÓN	ABRIL/81

Esta agua es convertida en vapor saturado por el calor resultante de la combustión dentro del hogar de la caldera y luego mediante el proceso de sobrecalentamiento se obtiene vapor sobrecalentado que luego se expande en la turbina y de esta forma la energía térmica que contiene el vapor es transformada en energía mecánica, que luego con el generador acoplado a su eje se convierte en energía Eléctrica. Una vez expandido el vapor en la turbina, pasa al condensador, en el que se evacua su calor residual, conformando el condensado. Antes de que el condensado retorne a la caldera, el agua procedente del condensador pasa a través de varias bombas y calentadores de agua, para incrementar su presión y temperatura.

En el condensador el calor es absorbido por agua de mar, la cual es captada y bombeada por medio de dos bombas de circulación accionadas por motores media tensión cuyas características, al igual que las características de los motores de media tensión que son

usados para accionar los equipos requeridos en el proceso de generación de energía eléctrica en la unidad 1, como lo son molinos, motores de aire primario, ventiladores de tiro inducido, tiro forzado y aire de sello molinos, son mostradas en el anexo 1. Luego de que el agua de mar recibe el calor remanente en el condensador es desalojada y vertida de regreso al mar mediante canales de circulación, controlando la temperatura del agua para no afectar el ecosistema marino.

Cuando la central está consumiendo carbón mineral como combustible en la caldera, se pone en marcha un sistema completo de manejo y adecuación de este material que se encarga de pulverizar y alimentar la caldera con una mezcla de carbón molido y aire, llamados pulverizadores o molinos. El carbón una vez pulverizado en los molinos, se inyecta a la caldera mediante ventiladores de aire primario; esto con el objetivo de secar el combustible, además sirve como aire caliente comburente para mejorar la combustión.

La combustión que se desarrolla en el hogar de la caldera requiere para su proceso continuo y eficiente, de un suministro apropiado de aire y de la oportuna remoción de los gases de combustión o desecho. Esta función es desempeñada por el sistema de tiro. La central Termoguajira cuenta con un sistema de tiro artificial o mecánico que tiene la ventaja de aumentar el rendimiento económico del ciclo de generación de energía eléctrica. El sistema de tiro consta de dos etapas: tiro forzado y tiro inducido. La diferencia de presión con respecto a la atmosfera que se necesita para la circulación del aire por la caldera, es hecha mediante la activación de ventiladores, respaldados por la chimenea.

El ventilador de tiro forzado inyecta aire secundario a la caldera aspirándolo desde el medio ambiente y venciendo la resistencia impuesta por la capa de combustión y creando en el hogar una pequeña sobre presión. En la central las unidades cuentan con dos ventiladores de tiro forzado cada una.

El ventilador de tiro inducido extrae los gases de combustión del hogar y los expulsa hacia la chimenea; este ventilador recibe los gases corrosivos y calientes, por lo que debe ser hecho de materiales especiales que resistan dichas condiciones de trabajo. Las unidades de la central también cuentan con dos ventiladores de tiro inducido cada una.

Al conjunto de tiro forzado y tiro inducido se le denomina tiro equilibrado o balanceado, ya que si solo se utilizara el tiro forzado se aumentaría la presión en la cámara de combustión o si solo se utilizara el tiro inducido se crearía excesivo vacío que provocaría deformaciones a la estructura del hogar.

Cuando el sistema de pulverizadores o molinos de carbón se pone en marcha es necesario activar un sistema de sello neumático que ejerza una presión positiva dentro de los molinos y evite que el material particulado, en este caso el carbón pulverizado escape al exterior de estos, el sistema neumático recibe el nombre de “sistema de aire de sello de molinos” y consta de dos ventiladores y un subsistema de tuberías, válvulas y acoples que los interconectan con los cinco pulverizadores de cada unidad.

Un aspecto importante a mencionar dentro del funcionamiento de la central es la protección medio ambiental, ya que las regulaciones y legislaciones nacionales y mundiales exigen un adecuado manejo de los productos de desecho. La central cuenta en sus dos unidades con un complejo sistema de remoción de cenizas en suspensión presente en los gases de combustión que salen del hogar de la caldera. Este sistema se llama precipitador electrostático y se encuentra instalado entre la caldera y el ventilador de tiro inducido y lo que hace es crear una ionización de las partículas a través de un fuerte campo eléctrico.

Las partículas se cargan por la ionización del aire creado entre los electrodos, una vez cargadas, las partículas siguen las líneas de campo producidas por el alto voltaje hasta la superficie del electrodo colector.



El polvo acumulado en los electrodos colectores es removido por un sistema de martilleo, cayendo dentro de tolvas del recinto del precipitador, desde las cuales es descargado y transportado por un sistema de recolección de polvo. El control y monitoreo del alto voltaje del Transformador-Rectificador es hecho a través del sistema PLC actuando en los parámetros operacionales: voltaje, corriente, nivel de chispas, etc. El objetivo primordial del precipitador es remover la mayor cantidad de residuos sólidos contenidos en los gases de combustión expulsados por la caldera y evitar que lleguen a la atmósfera a través de la chimenea.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 6.9 KV UNIDAD 1**

El sistema de 6.9 kV de la unidad número uno, se encuentra conformado por un transformador tridevanado de alimentación con características mostradas en la tabla 2. El mismo alimenta dos barras A y B, en ambas barras se encuentran ubicados motores de características muy relevantes para el ciclo térmico de generación eléctrica, distribuidos de la siguiente forma; 11 motores para la barra A y 12 motores para la barra B. Dentro de este grupo de motores se encuentran los motores de agua de alimentación, circulación, tiro forzado, tiro inducido, agua de condensado, entre otros equipos que permiten el adecuado funcionamiento de la planta. En las tablas 3 y 4 se muestran de manera descriptiva los equipos en las barras A y B, sus protecciones actuales y la relación de transformación de los transformadores de corrientes que utilizan estas protecciones. En la tabla 5 se muestra las características de uno de los transformadores de corriente presentes en el barraje, donde su única diferencia con respecto a los demás es su relación de transformación. La figura 2 muestra el diagrama unifilar general de los equipos instalados en las barras A y B y en las figuras 3 y 4 se muestra el diagrama unifilar simplificado con los motores presentes en dichas barras.

**Tabla 2. Características del transformador alimentador de la Barra 6.9 kV unidad 1**

Tipo de transformador	Devanados	Voltaje Kv	% Z	Potencia en kVA	Configuración
Sumergido en aceite	3	13.8/6.9/6.9 kv	5.25%/5.25 %	17000/10500/10500	DY1Y1

**Tabla 3. Tabla descriptiva equipos Barra 6.9 kV A u1**

PROTECCIONES EQUIPOS BARRA A. BARRAJE 6,9 Kv u1			
EQUIPO	PROTECCIONES ACTUALES	RELACION DE TC's	INT. TERMOMAGENTICO
Motor bomba agua de alimentación A	50/51,49,46,51N	400/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor bomba agua de alimentación C	50/51,49,46,51N	400/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Molino de Carbón E	50/51,49,46,51N	40/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Molino de Carbón C	50/51,49,46,51N	40/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor Aire primario E	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor Aire primario C	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Transformador servicios caldera A	50/51,49,46,51N, 87	150/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor Tiro inducido A	50/51,49,46,51N	150/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor Tiro Forzado A	50/51,49,46,51N	100/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor bomba de condensado A	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor bomba circulación A	50/51,49,46,51N	200/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Motor Aire de sellos molinos A	50/51,49,46,51N	30/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Reserva	50/51,49,46,51N	1200/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Interruptor de enlace barra A u2	50/51,51N	1200/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Interruptor 52 UA	3*51	1200/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Interruptor 52 SA	3*51	1200/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Transformador servicios de turbina A	51N,50/51,87	300/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250 MVA
Precipitador electrostático	3*50/51,49	300/5 A	6HDP-40M;1200AMP-10250MVA

**Tabla 4. Tabla descriptiva equipos Barra 6.9 kV B u 1.**

<b>PROTECCIONES EQUIPOS BARRA B BARRAJE 6,9 Kv u1</b>			
<b>EQUIPO</b>	<b>PROTECCIONES ACTUALES</b>	<b>RELACION DE TC's</b>	<b>INT. TERMOMAGENTICO</b>
<b>Motor bomba agua de alimentación B</b>	50/51,49,46,51N	400/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Molino de Carbón D</b>	50/51,49,46,51N	40/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Molino de Carbón B</b>	50/51,49,46,51N	40/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Molino de Carbón A</b>	50/51,49,46,51N	40/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Aire primario D</b>	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Aire primario B</b>	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Aire primario A</b>	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Transformador servicios caldera B</b>	50/51,49,46,51N, 87	300/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Tiro inducido B</b>	50/51,49,46,51N	150/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Tiro Forzado B</b>	50/51,49,46,51N	100/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor bomba de condensado B</b>	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor bomba circulación B</b>	50/51,49,46,51N	200/5 <sup>a</sup>	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Motor Aire de sellos molinos B</b>	50/51,49,46,51N	30/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Reserva</b>	50/51,49,46,51N	50/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Interruptor de enlace barra B u2</b>	3*50/51,3*51N	1200/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Interruptor 52 UB</b>	3*51	1200/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Interruptor 52 SB</b>	3*51	1200/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Transformador servicios de turbina B</b>	51N,50/51,87	300/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Acometida bomba de agua cruda</b>	50/51,51N	25/5 A	6HDP-40M; 1200 AMP-10250 MVA
<b>Desarenador</b>			

**Tabla 5. Datos Característicos transformadores de corriente presentes en el barraje de 6.9 Kv Unidad 1.**

<b>Fabricante</b>	<b>RISHO KOGYO</b>
<b>Norma De Fabricación</b>	<b>ANSI. C57.13</b>
<b>Tipo</b>	<b>RC-52 D</b>
<b>Clase De Precisión</b>	<b>C200</b>
<b>Corriente En El Primario</b>	<b>300 A</b>
<b>Corriente En El Secundario</b>	<b>5 A</b>
<b>Relación de transformación</b>	<b>300/ 5 A</b>
<b>Corriente de Cortocircuito</b>	<b>20 KA</b>
<b>BIL</b>	<b>95 KV</b>
<b>Frecuencia</b>	<b>60 hz</b>
<b>Peso</b>	<b>45 Kg</b>
<b>Año de fabricación</b>	<b>1981</b>

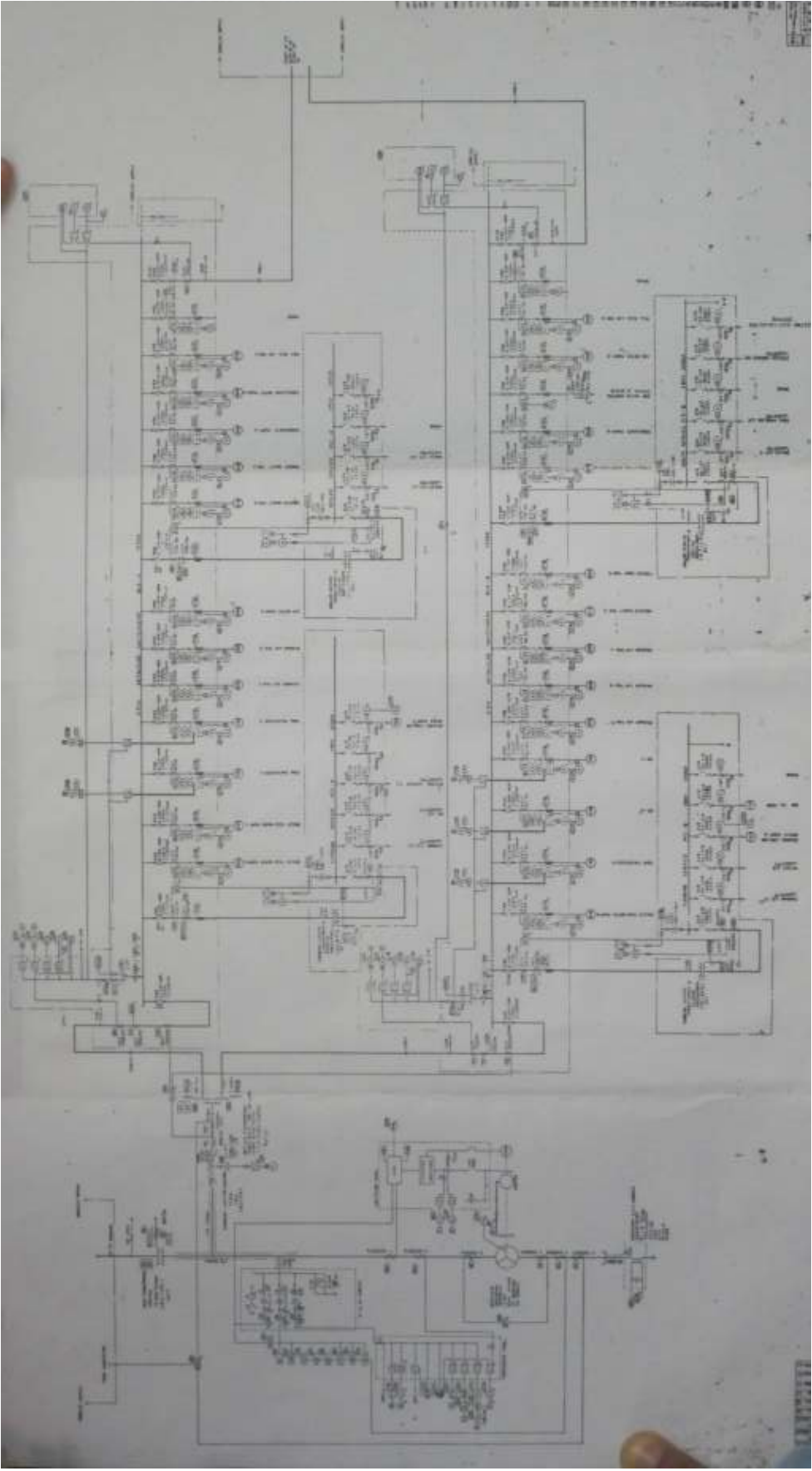


Figura 2. Diagrama unifilar general barraje de 6.9 kv ul.

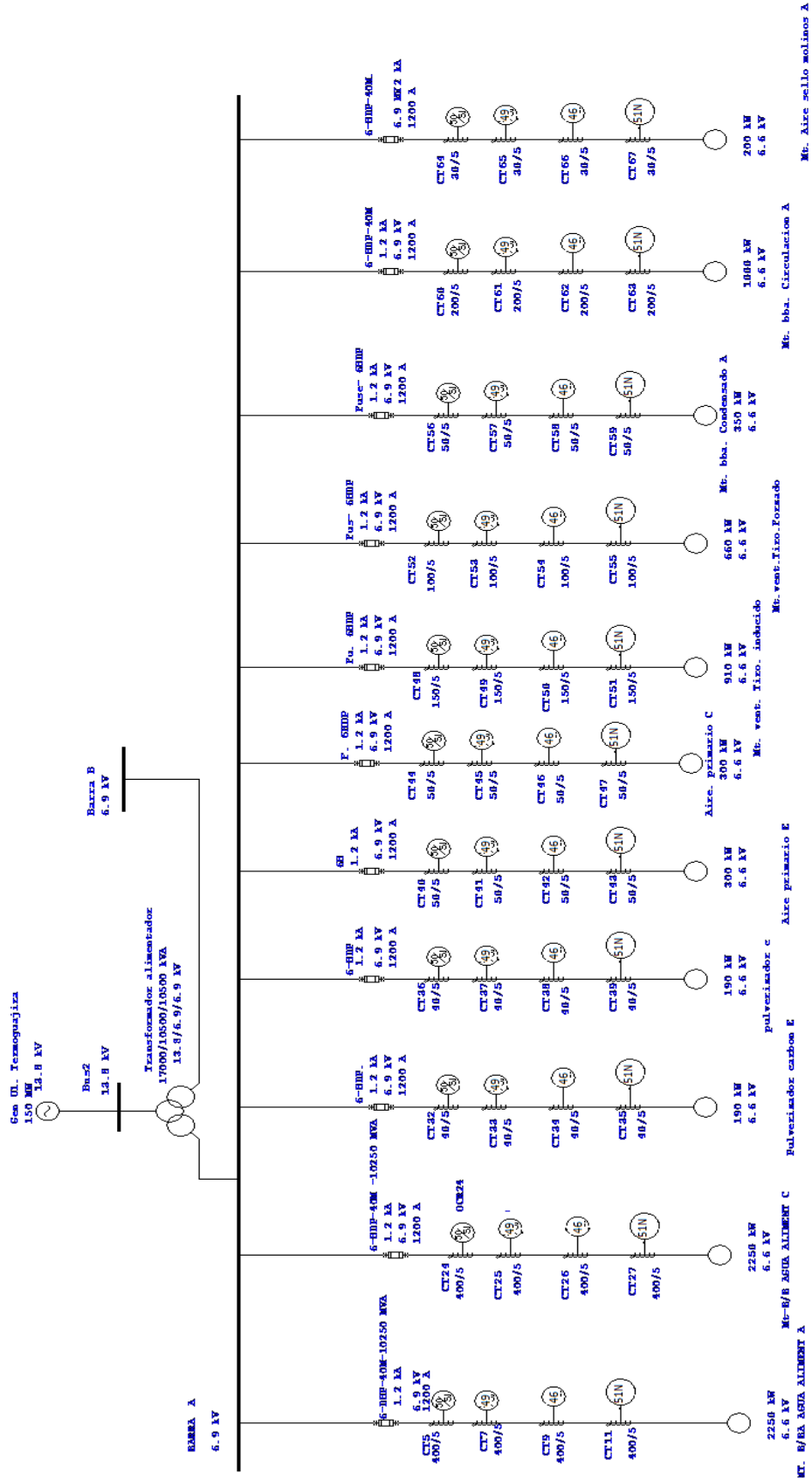


Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de motores en el barraje A de 6.9 kv u1.



## 2.3 PROTECCIONES ACTUALES PARA LOS MOTORES EN LA BARRA DE 6.9Kv UNIDAD 1

Dentro de las protecciones actuales se encuentran: las protecciones a sobrecorriente, sobrecarga, sobrevoltaje, entre otras fallas que afectan las condiciones normales de operación de los motores. A continuación en la tabla 6 se muestra un resumen de su aplicación.

**Tabla 6. Tabla descriptiva de aplicación de protecciones.**

Protección	Aplicación
46	SOBRECORRIENTE CON SECUENCIA DE FASE NEGATIVA
49	SOBRECARGA
50/51	SOBRECORRIENTE CON ELEMENTO INSTANTANEO
51 N	SOBRECORRIENTE
87	RELE DIFERENCIAL

Por otro lado un aspecto relevante a tener en cuenta para la correcta selección de las especificaciones técnicas de las nuevas protecciones, es el ajuste de las que están instaladas actualmente, debido a que esto se convierte en una herramienta base para lograr un correcto remplazo de las protecciones actuales por parte del nuevo equipo multiprotección a usar, especificándose de esta manera el rango de funcionamiento de las protecciones para el nuevo equipo. En la tablas 7 y 8 se muestran los ajustes de los elementos de protección para cada equipo en cada una de las barras. Téngase se en cuenta que la selección de

las especificaciones técnicas de las protecciones está centrado solo en los motores ubicados en las barras nombradas con anterioridad.

**Tabla 7. Tabla descriptiva ajustes de protecciones actuales Barra A u1.**

EQUIPO	SETTING DE LOS RELÉS UTILIZADOS
MOTOR BOMBA AGUA ALIMENTACIÓN DE CALDERA B	(1) Y (2) INST.=36A, TEMP=4A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR DEL MOLINO DE CARBÓN D	(1) INST.=22A, TEMP=5A (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3/4.25 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR DEL MOLINO DE CARBÓN B	(1) Y (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR AIRE PRIMARIO B	(1) Y (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR AIRE PRIMARIO D	(1) INST.=30A, TEMP=5A (2) INST.=32A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR AIRE PRIMARIO A	(1) INST.=38A, TEMP=5A (2) INST.=36A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR TIRO INDUCIDO B	(1) INST.=38A, TEMP=5A (2) INST.=36A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/3.75 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR TIRO FORZADO B	(1) INST.=38A, TEMP=5A (2) INST.=39A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.5/3.75 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR BOMBA DE CONDENSADO B	(1) INST.=42A, TEMP=5A (2) INST.=40A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.5/2.75 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN B	(1) Y (2) INST.=28A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/4.75 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR VENTILADOR AIRE DE SELLO MOLINO B	(1) Y (2) INST.=38A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/4.75 (5)COARSE=10, FINE=0
RESERVA	(1) INST.=38A, TEMP=5A (2) INST.=36A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0



**Tabla 8. Tabla descriptiva ajustes de protecciones actuales Barra B u 1.**

EQUIPO	SETTING DE LOS RELÉS UTILIZADOS
MOTOR BOMBA AGUA ALIMENTACIÓN DE CALDERA A	(1) Y (2) INST.=22A, TEMP=4A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=4/2.75 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR BOMBA AGUA ALIMENTACIÓN DE CALDERA C	(1) Y (2) INST.=22A, TEMP=4A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=4/2.75 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR DEL MOLINO DE CARBON E	(1) INST.=41A, TEMP=5A (2) INST.=35A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3/4.30 (5)COARSE=8, FINE=0.2
MOTOR DEL MOLINO DE CARBON C	(1) Y (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3/4.30 (5)COARSE=8, FINE=0.5
MOTOR VENTILADOR AIRE PRIMARIO E	(1) INST.=35A, TEMP=5A (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR AIRE PRIMARIO C	(1) INST.=38A, TEMP=5A (2) INST.=40A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.75/4 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR TIRO INDUCIDO A	(1) Y (2) INST.=40A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/4.75 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR VENTILADOR TIRO FORZADO A	(1) Y (2) INST.=38A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.5/3.75 (5)COARSE=8, FINE=0
MOTOR BOMBA DE CONDENSADO A	(1) Y (2) INST.=40A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.5/3.75 (5)COARSE=10, FINE=0
MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN A	(1) Y (2) INST.=30A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/4.75 (5)COARSE=8, FINE=0.5
MOTOR VENTILADOR AIRE DE SELLO MOLINO A	(1) INST.=42A, TEMP=5A (2) INST.=38A, TEMP=5A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=3.25/4.75 (5)COARSE=10, FINE=0
RESERVA	(1) Y (2) INST.=20A, TEMP=2A (3) TEMP=2A (4)=BL1 Y BL2=2.5/3.75 (5)COARSE=7, FINE=0

### **Convenciones para las tablas 7 y 8:**

- (1) y (2): RELES 50/51:** contra sobre corriente con un elemento instantáneo y uno temporizado
- (3): RELÉ 51N:** contra sobre corriente con un elemento temporizado
- (4): RELÉ 49:** térmico contra sobre carga.
- (5): RELÉ 46:** de secuencia de fase negativa

#### **2.3.1 Proceso De Ajuste De Protecciones Actualmente Instaladas.**

El proceso para los ajustes típicos de las protecciones actualmente instaladas se describe a continuación. En la figura 5 se muestra una foto de uno de los relés instalados actualmente.



**Figura 5. Foto Relé 50/51 actualmente instalado**

Básicamente el proceso de ajuste de las protecciones actualmente instaladas se realiza en 4 pasos<sup>2</sup>:

1. Selección de la protección eléctrica a ajustar
2. Búsqueda del circuito de prueba de la protección y curvas de respuesta corriente-tiempo
3. Traslado del al taller y proceso de prueba del mismo.
4. Recolección de información del motor y ajuste final de la protección.

### **2.3.1.1 Selección de Protección Eléctrica a Ajustar**

En este paso se escoge la protección a la cual se le realizará el proceso de prueba, ya sea la protección a sobrecarga 49, sobrecorriente 51N, u otras de las mencionadas anteriormente.

### **2.3.1.2 Búsqueda del Circuito de prueba y Curvas de Respuesta Corriente-Tiempo**

Este paso consiste en identificar el circuito prueba entregado por el fabricante de el equipo, por medio del cual se le pueden realizar las distintas pruebas de respuestas corriente- tiempo y analizar la respuesta del dispositivo según la curvas de respuestas suministradas por el mismo. Un esquema de un Circuito de Prueba se muestra en la figura 6.

---

2. Información tomada de: “Protocolo de pruebas a protecciones eléctricas en la barra de 6,9 kV CORELCA S.A. ESP. Termoguajira”. INGESOFT 20 de junio de 2003

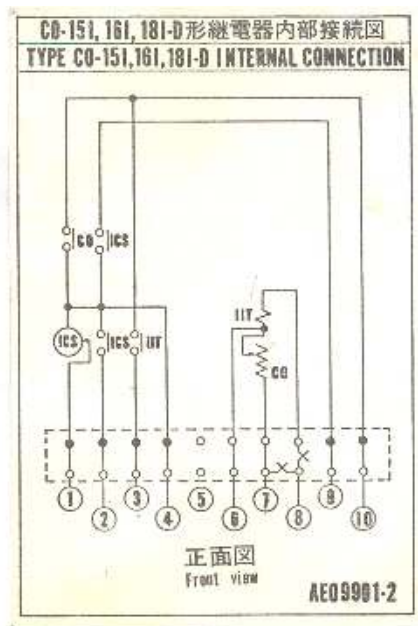


Figura 6. Circuito de prueba para relé de protección 50/51

### 2.3.1.3 Traslado De protección a Ajustar al taller y Proceso de prueba

En este proceso se traslada el equipo al taller de pruebas donde se realiza inspección visual y mecánica. Luego de haber obtenido las curvas de respuesta corriente-tiempo del dispositivo suministradas por el fabricante, se procede a inyectar corriente al equipo en base al circuito de prueba utilizando una fuente de corriente como se muestra en la figura 7. Dicha fuente de corriente posee 6 valores de ajuste TAP y 10 posiciones de variación Dial que permiten analizar la respuesta del relé ante cada pequeña variación de la entrada. Esta prueba en el caso de la protección 50/51 consta de 6 pasos los cuales son:

1. Prueba de valor inicial
2. Prueba de valor de operación
3. Prueba de tiempo de acción de la protección

4. Prueba de la protección del elemento instantáneo y tiempo de acción del mismo
5. Prueba de salida de la banderola del relé al dispararse el elemento instantáneo
6. Prueba de resistencia de aislamiento aplicando una tensión de 500 V durante 30seg

El proceso de pruebas consiste en comparar qué tan desviados se encuentran los parámetros de corriente y de tiempo medidos realmente para el equipo con respecto a los valores teóricos esperados para el mismo según la hoja de datos del fabricante, el cual recomienda que para cada paso de la prueba dicha desviación no debe superar un porcentaje estimado; que en el caso por ejemplo del paso uno esta desviación no debe superar el  $\pm 5\%$  como se puede observar en la tabla 9. Por lo que el objetivo final con cada uno de estos pasos es construir la curva corriente- tiempo real del dispositivo y compararla con la curva teórica suministrada por el fabricante (ver figura 8) de tal manera que se pueda analizar a partir de la desviación entre las curvas; si la operación de la protección se encuentra dentro de los límites tolerables. En el caso de que la operación de la protección no cumpla con el porcentaje de operación esperado para alguno de los pasos de la prueba, es necesario solicitar calibración de la misma. En lo que se refiere al proceso de calibración, este debe ser solicitado a empresas dedicadas a ofrecer este servicio. Quienes son las entidades certificadas para determinar si la protección puede ser calibrada o si la misma se encuentra dañada y necesita ser remplazada. El proceso completo de prueba para la protección 50/51 se muestra en el anexo 2.

Tabla 9. Tabla Comparativa de la prueba de valor inicial

TAP	DIAL	Vr.Medido	Vr. Teórico	%Error	Limite %Error
2 A	1	2,063	2	-3.15	±5%
	4	2,005	2	-0,25	
	7	2,0013	2	-0,65	
	10	2,084	2	-4,2	

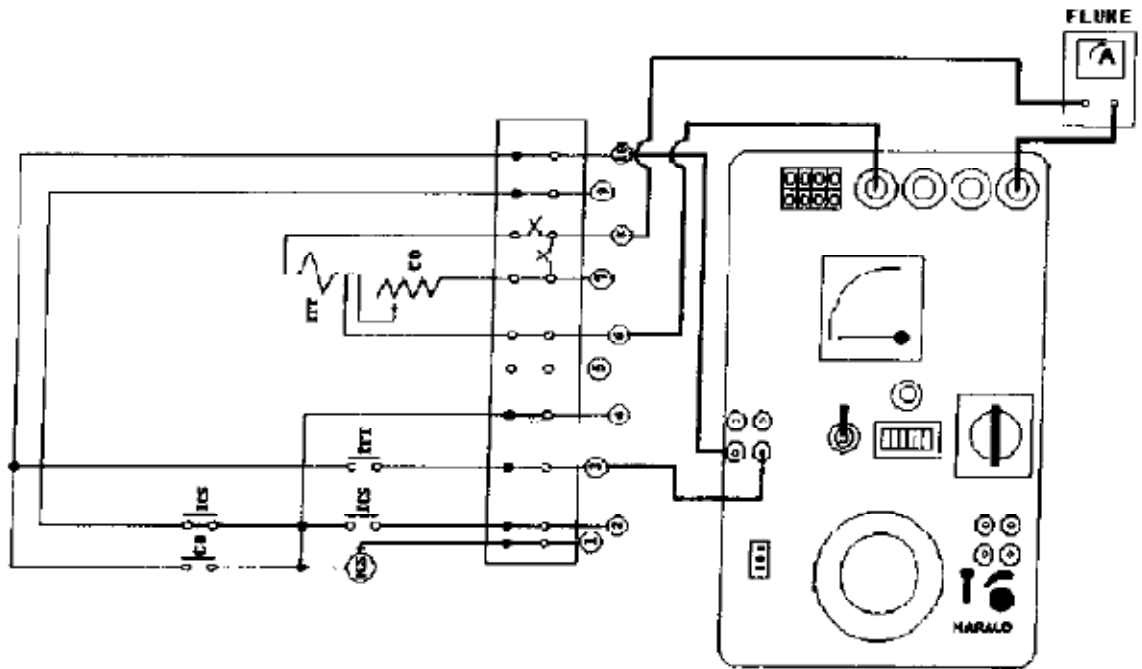


Figura 7. Circuito para realizar el protocolo de pruebas

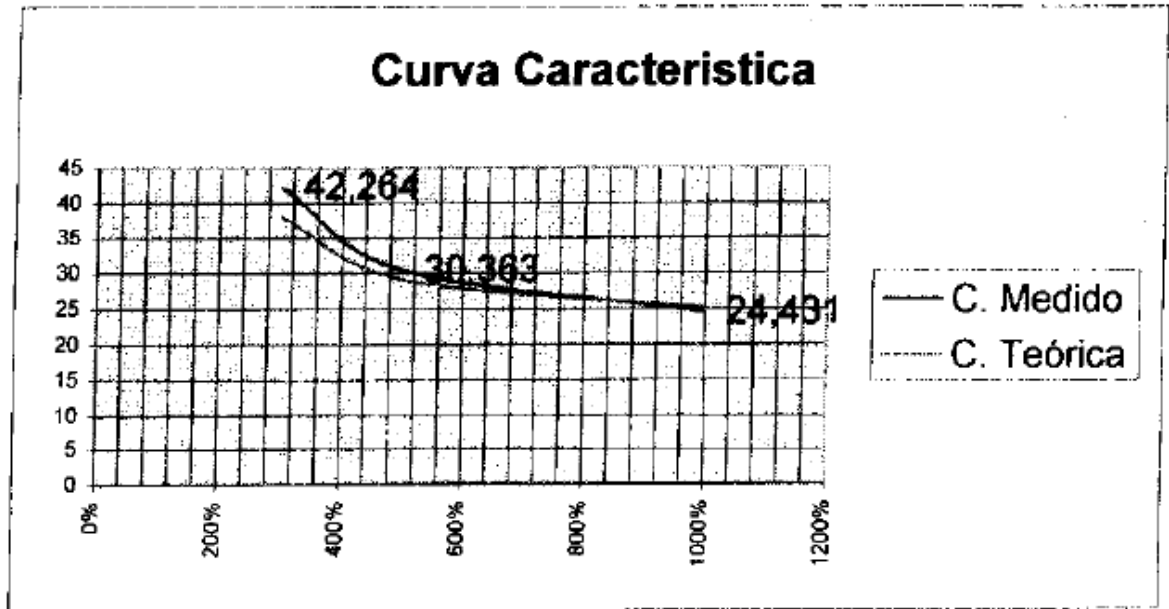


Figura 8. Curva característica corriente-tiempo real vs curva corriente tiempo teórica

#### 2.3.1.4 Recolección de información del motor y ajuste final de la protección.

En este paso se procede a buscar toda la información característica del motor, como son datos de placa y características de respuesta del motor suministrada por el fabricante. Finalmente después de obtener previamente la información del motor y obtener una respuesta exitosa en la prueba anterior, se procede a ajustar la protección según las necesidades del motor. Luego se traslada la protección a su respectiva celda donde se realizan pruebas de respuesta. En el caso de no obtener respuesta exitosa en la prueba, es necesario solicitar calibración de la protección o en su respectivo caso remplazar la protección actual, debido a que esto es un factor crítico en lo que se refiere a la protección del motor y a su vida útil

### **3. PASOS PARA REALIZAR UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.**

Según el estándar IEEE std 242<sup>3</sup>, sección 14.3 existen 6 pasos fundamentales a la hora de realizar una adecuada coordinación de protecciones los cuales se describen a continuación.

1. Desarrollar un diagrama unifilar que contenga los datos mencionados en el ítem 3.1
2. Realizar el flujo de carga
3. Obtener los datos mencionados en el ítem 3.1
4. Determinar el nivel de cortocircuito en cada parte del sistema
5. Seleccionar las características del dispositivo de protección, relaciones de transformación de los transformadores de corriente y curvas de respuesta corriente- tiempo del dispositivo de protección.
6. Obtener información del rango de operación y configuración del equipo de protección a sobrecorriente seleccionado.

#### **3.1 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN**

El primer requisito para un estudio de coordinación es el diagrama unifilar del sistema o parte del sistema involucrado en el estudio. El diagrama unifilar debe mostrar los siguientes datos:

1. Valores de Potencias, voltaje, impedancias y conexiones de todos los transformadores, incluyendo las tolerancias de funcionamiento de los mismos.
2. Condiciones de conmutación entre el estado normal y el de emergencia.

---

3. IEEE std 242, “*Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*”



3. Datos de cortocircuito como impedancias de transformadores y reactancia subtransitoria de la mayoría de los motores y generadores; como también las reactancias transitorias de motores y generadores sincrónicos y las reactancias sincrónicas de los generadores.
4. Calibres de los conductores, tipos, configuraciones y rango de operación de temperatura.
5. Relaciones de transformación de los transformadores de corriente.
6. Tiempo de acción y disparo de los relés, valores de protección, características y rango de ajustes.

El segundo requerimiento es realizar un estudio de corriente de cortocircuito como se describe en la sección 14.2.1 y el capítulo 2 del estándar IEE std 242. Este estudio debe incluir el máximo y mínimo tiempo de respuesta en los interruptores de media tensión cuando se presenta las corrientes de cortocircuito para los ciclos momentáneo (menor a ½ ciclo) e interruptivo (se presenta en los ciclos 2, 3,5 y 8. ver figura 9); como también los datos de corriente de cortocircuito de todas las fuentes para todos los niveles de voltajes involucrados, incluyendo las corrientes de falla a través de los transformadores. El estudio de cortocircuito también incluye las corrientes de falla máxima y mínima esperadas.

El tercer requerimiento es el límite térmico del dispositivo inicial de protección. Este se puede expresar por la relación  $I^2t$  (amperios al cuadrado por segundos) o simplemente como un periodo de tiempo para cierta magnitud de corriente. Por ejemplo el tiempo de seguridad de bloqueo para la corriente a rotor bloqueado de un motor. El cuarto requerimiento es la carga máxima esperada en el circuito considerado.

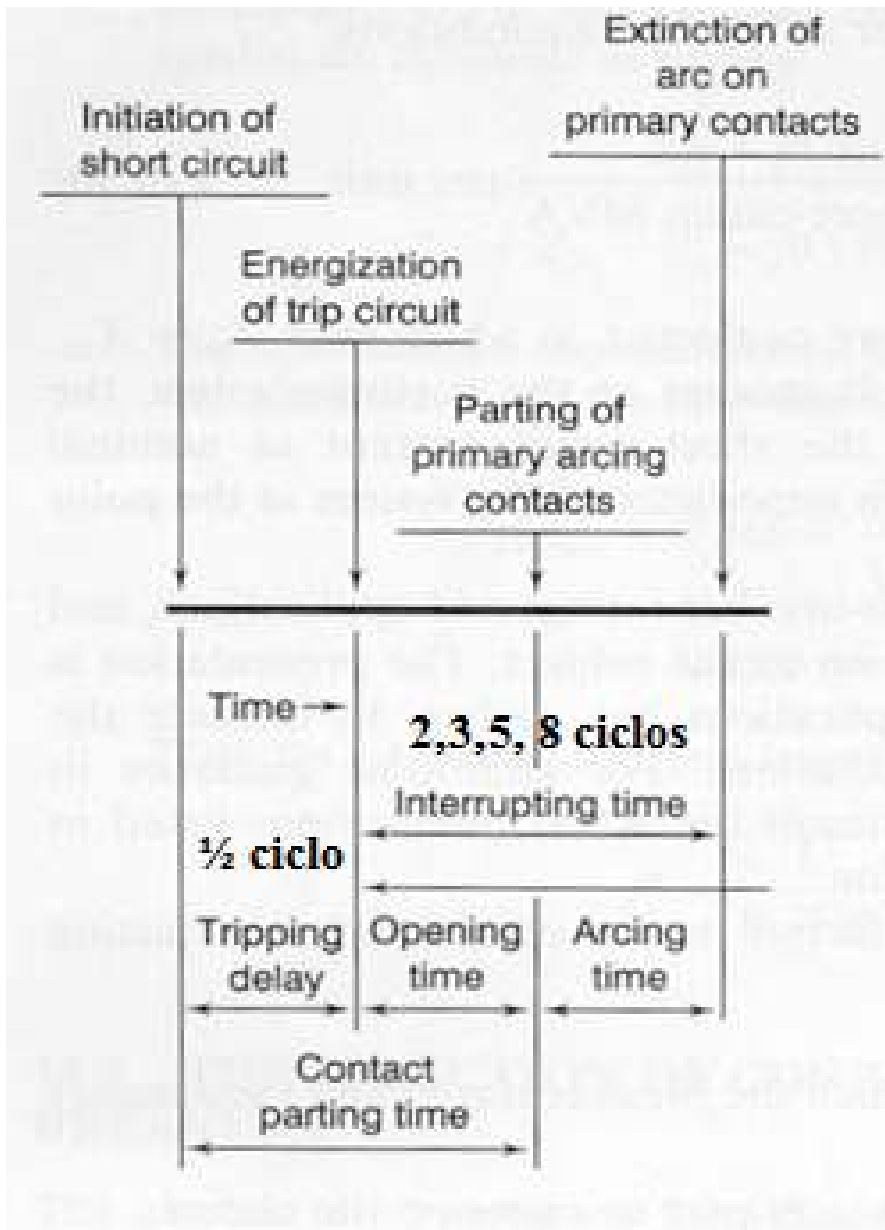


Figura 9. Definición de tiempos de interrupción<sup>4</sup>.

4. Grafica tomada del estándar ANSI/ IEEE C.37.010- 1979 "Application Guide for AC Circuit Breakers Rated on a Symmetrical current Basis"

### 3.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA COORDINACIÓN

Una forma de usar el tiempo de manera eficaz a la hora de realizar un estudio de coordinación es mediante el desarrollo y seguimiento de los siguientes pasos:

1. Seleccionar la escala de corriente adecuada( ver 3.3)
2. Sobre una grafica en papel logarítmico indicar:
  - a. Corrientes de cortocircuito disponibles en Amperios
  - b. Capacidad de corriente, flujo de carga o ambos
  - c. Puntos de daño  $I^2t$  o curvas de tiempo inverso
3. Realizar la grafica anterior iniciando desde el nivel de más bajo voltaje hasta el nivel de más alto voltaje de la carga.

El principio de utilización de plantillas para hacer curvas de coordinación elimina gran parte del tedioso trabajo en los estudios de coordinación. Una vez la escala de corriente específica ha sido seleccionada, se procede a calcular los multiplicadores adecuados para los distintos niveles de tensión considerados en el estudio. Las curvas características de los diferentes dispositivos de protección se colocan sobre una superficie lisa brillante, como una hoja de papel blanco o una caja con una tapa de cristal con una lámpara dentro de ella.

La plantilla realizada en papel logarítmico se coloca sobre la parte superior de la curva característica del dispositivo al cual se le está realizando el estudio de coordinación, la escala de corriente del estudio debe alinearse con la escala de corriente de la curva característica del dispositivo. Las curvas de todas las diferentes configuraciones y clasificaciones de los dispositivos en estudio pueden ser entonces trazadas o examinadas.

### **3.3 SELECCIÓN DE LA ESCALA DE CORRIENTE ADECUADA**

En el caso de la realización de una gráfica para el estudio de coordinación de protecciones de un sistema de gran tamaño o uno con más de una transformación de tensión, la curva de respuesta corriente-tiempo del más pequeño de los dispositivos de protección (fusible o interruptor termomagnético) debe graficarse en la parte izquierda del papel tan lejos como sea posible, de tal manera que las curvas no se vean a la derecha del papel.

El máximo nivel de cortocircuito para un sistema representa el límite de la parte derecha de las curvas de corriente-tiempo; a menos que se desee observar el posible comportamiento del dispositivo de protección por encima del nivel de corriente de cortocircuito en el sistema bajo estudio.

En la realización del respectivo proceso deben ser trazadas un número mínimo de características de disparo del dispositivo de protección para que no se deje de considerar ningún detalle. Más de cuatro o cinco curvas trazadas en una hoja tienden a confundir sobre todo si las curvas se sobreponen.

Todas las características de los relés deben graficarse en una escala común a pesar de que se encuentren a diferentes niveles de tensión. Por ejemplo considere un sistema con un transformador de 750 kVA, con voltaje en el primario de 4160 V en conexión delta y voltaje el secundario de 480 V en conexión estrella. Supongamos que este transformador está equipado con protección en el primario y protección en el secundario, además de que existen circuitos alimentadores de carga aguas abajo, con sus respectivas protecciones, conectados al secundario del transformador.

En este sistema la corriente a plena carga del transformador a 480 V es igual a 902A que resulta de hacer la operación:  $(750 \cdot 10^3) / (480)$ .

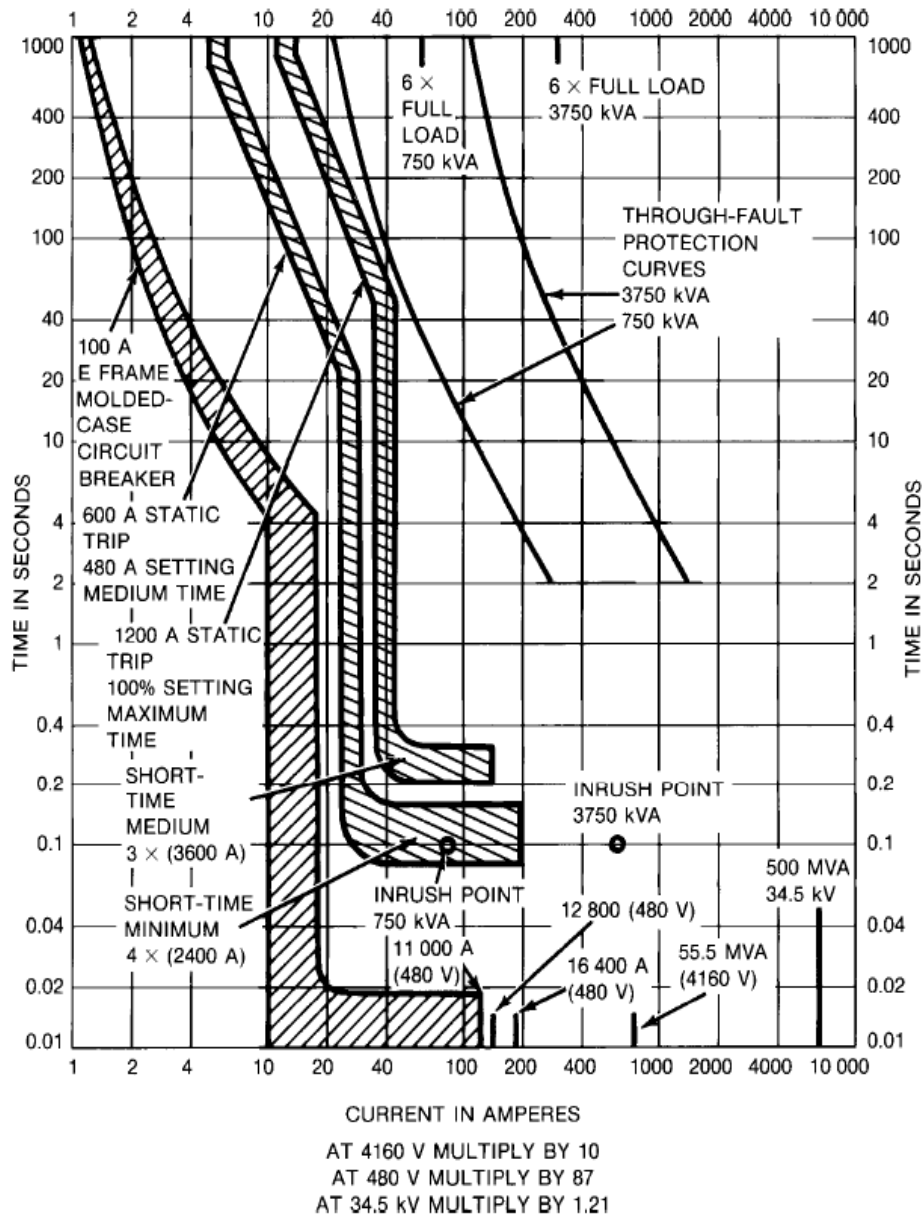
Cuando están fluyendo en el secundario del transformador 902A, la corriente en el primario del transformador es igual 104, que resulta de multiplicar este mismo valor de corriente (902 A) por la relación de transformación  $(480/4160 = 0.115)$ .

Es decir  $902 \cdot 0.115 = 104$  A. Si establecemos la corriente a plena carga como 1 por unidad, entonces se obtendría que 902A a 480V para el secundario multiplicado por 1 por unidad es igual a 104A a 4160V para el primario.

En lo que se refiere a la curva de coordinación tiempo-corriente, ambos conjuntos de valores: '104A a 4160V' y '902A a 480V', representan el mismo valor de corriente del circuito a plena carga del transformador de 750 kVA y corriente de 1 en por unidad. Esto significa que al trazar la corriente en la grafica tiempo-corriente, da igual hacerlo con el valor de 902A a 480 V o con el valor de 104A a 4160V.

Este tipo de manipulación permite el estudio de dispositivos de protección sobre una curva de coordinación en sistemas con diferentes niveles de tensión, siempre y cuando, la escala de corriente se seleccione adecuadamente para la grafica tiempo-corriente. Una muestra del proceso de selección de interruptores se observa en las figuras 10 y 11.

Un ejemplo del proceso de estudio de coordinación de protecciones paso a paso se describe en el anexo 3.



**Figura 10. Selección de interruptores del circuito principal y el alimentador de baja tensión<sup>5</sup>.**

5. Gráfica tomada de la figura 238 "Selection of Main and Feeder Low-Voltage Circuit Breakers" Estandar IEEE 242-1986. Sección 14.5

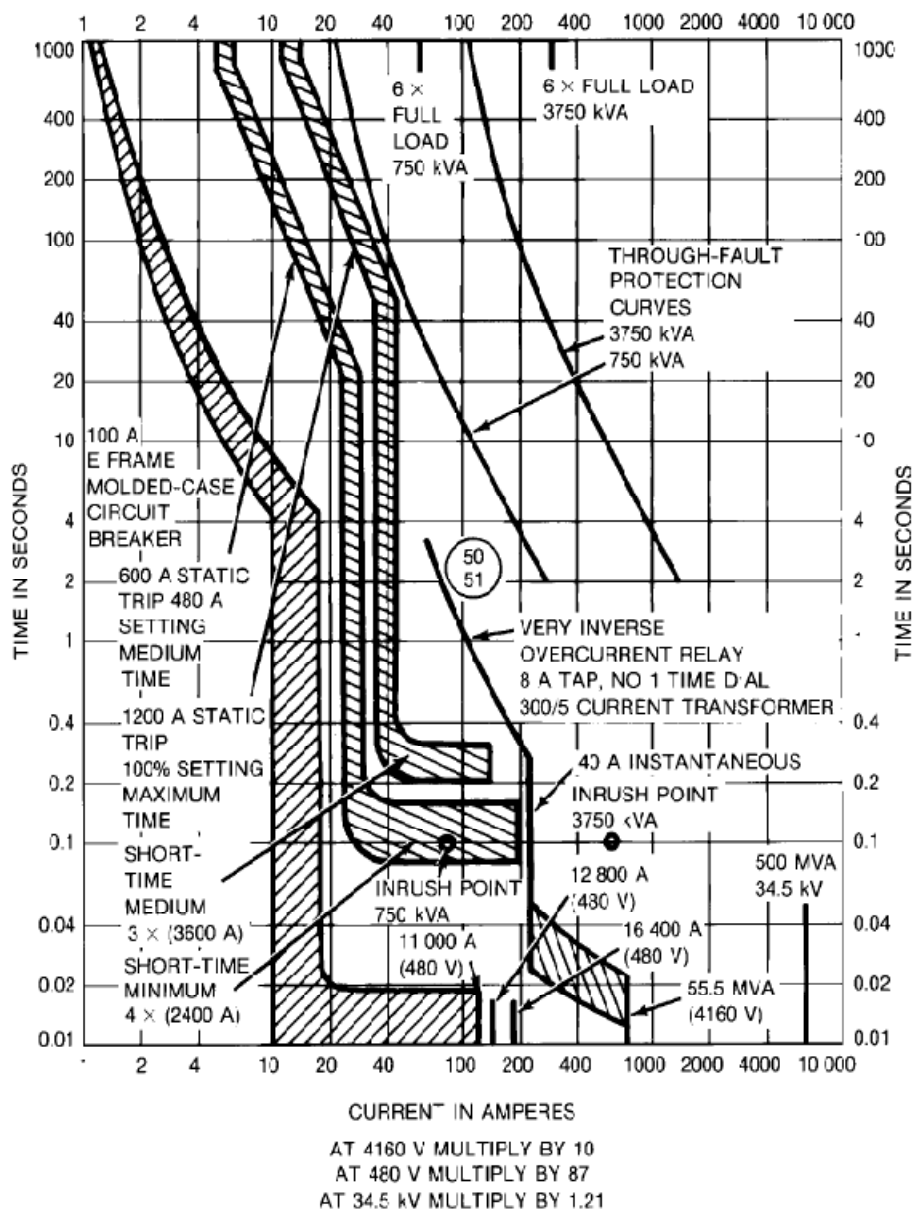


Figura 11. Selección de curva de relé de sobrecorriente y ajuste de elemento instantáneo<sup>6</sup>

6. Grafica tomada de la figura 239 "Selection of Overcurrent Relay Curve and Instantaneous Setting" Estandar IEEE 242-1986. Sección 14.5

## **4. SELECCIÓN DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS PROTECCIONES Y ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO**

### **4.1 DESCRIPCIÓN DE PROTECCIONES SELECCIONADAS PARA REALIZAR LA OPTIMIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES ACTUALES**

Las protecciones que fueron consideradas necesarias para realizar la optimización de las protecciones actuales de los motores de media tensión, basándose en las normas NTC 2050, IEE std 242-1986 y IEEE std 141-1993, en los ajustes protecciones actualmente instaladas y en los requerimientos de disponibilidad de operación de la planta, son las mostradas en la tabla 10. En lo que se refiere a los transformadores de corriente, no es necesario cambiarlos debido a que estos permiten su utilización con los equipos de multiprotección ofrecidos en el mercado actual. Por otra parte el equipo a seleccionar debe satisfacer características adicionales para garantizar confiabilidad al sistema de protecciones las cuales deben ser: Un grabador de sucesos, un horómetro y la posibilidad de monitoreo en tiempo real de las protecciones a través de cualquier tipo de bus de campo; que en el caso específico de aplicación para el proyecto fue escogido el bus de campo ModBus.

Es necesario aclarar que en este trabajo solo se realiza la selección de las especificaciones técnicas de las protecciones eléctricas con las cuales se pretende optimizar las protecciones eléctricas actuales de los motores de media tensión de la central. Ya que en lo que se refiere al ajuste y coordinación de dichas protecciones, es necesario la utilización de equipo especializado de muestro, el cual permite obtener información objetiva sobre el sistema y así poder realizar en base a dicha información y a los ajustes de las protecciones actuales, la correcta selección de los parámetros de funcionamiento para las protecciones de el equipo electrónico multiprotección.



En este sentido para cumplir con este objetivo; se tomo la decisión por parte de la empresa GECELCA SA. E.S.P administradora de la central Termoguajira la contratación de estos servicios con una firma especializada.

Por lo que este trabajo se deja como base a la empresa para la realización del pliego condiciones del contrato mediante el cual se realizara el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, el suministro e instalación de los equipos multiprotección y otros aspectos económicos de las protecciones de los motores de media tensión de la unidad generadora numero uno de la central.

**Tabla 10. Protecciones necesarias requeridas para los motores**

<b>Protección</b>	<b>Aplicación</b>
<b>46</b>	<b>SOBRECORRIENTE CON SECUENCIA DE FASE NEGATIVA</b>
<b>49</b>	<b>SOBRECARGA</b>
<b>50G O 51N</b>	<b>SOBRECORRIENTE FALLA A TIERRA</b>
<b>50P O 51</b>	<b>SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO</b>
<b>66</b>	<b>PROTECCIÓN CONTRA ARRANQUE SUCESIVOS</b>
<b>14, 48 O (Load Jam)</b>	<b>PROTECCIÓN A ROTOR BLOQUEADO</b>

Para la adecuada selección de las protecciones es necesario conocer basándose en la norma NTC 2050 sección 430 y las normas internacionales IEE std 242-1986 y IEEE std 141-1993 como es el ajuste apropiado para cada elemento de protección eléctrica del motor, por lo que a continuación se describe de manera detallada cómo es este proceso:

#### **4.1.1 Protección de Sobrecorriente con secuencia de Fase Negativa**

El desequilibrio en las tensiones de las 3 fases es una de las mayores causas de avería en motores de inducción. Aunque las intensidades inducidas en el rotor pueden ser altas, el crecimiento de la intensidad del estator es mucho menor, por lo que la protección de sobreintensidad temporizada tarda mucho tiempo en disparar. Lo cual hace necesario utilizar esta protección para evitar un daño excesivo en el rotor. Los relés de corriente de secuencia negativa operan con una característica de tiempo inverso según una expresión cuadrática que se muestra a continuación:

$$\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2 * t = K \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde

$I_2$  = Corriente de secuencia negativa

$I_N$  = Corriente nominal de la máquina

$t$  = tiempo

K = Constante de la máquina

Los ajustes del relé deben ser efectuados según las recomendaciones del fabricante del motor y deben considerar dos niveles de actuación que son: Alarma y Disparo. Los valores típicos para estos niveles se indican en la tabla 11.

**Tabla 11 .Ajustes de los Relés de secuencia negativa**

<b>Característica</b>	<b>Nivel Alarma</b>	<b>Nivel Disparo</b>
<b>Corriente no balanceada permisible</b>	80 %	100 %
<b>Temporización de la operación</b>	5 segundos	10 segundos
<b>Tiempo de reposición</b>	240 segundos	240 segundos

#### **4.1.2 Protección de sobrecarga**

En esta protección se usan los llamados relevadores térmicos, el ajuste de esta protección en el caso de los motores de media tensión se realiza basándose en la norma colombiana técnica colombiana NTC 2050 en la sección llamada “protección para motores de servicio continuo de más de un 1 hp” la cual se describe a continuación:

- Para Motores con un factor de servicio mayor a 1.15 y elevaciones de temperatura menores a 40°C el ajuste de la protección se debe tomar igual al 1.25 de la corriente a Plena carga.
- Se aplica el ajuste a la protección igual al 1.15 de la corriente a Plena carga para todos los demás motores.
- Si los ajustes a la protección mencionados anteriormente no son suficientes para arrancar el motor o conducir su corriente de carga, se permite tomar los valores inmediatos superiores sin exceder los siguientes limites: El factor de 1.4 de la corriente a plena carga para

motores con factor de servicio mayor a 1.15 y elevaciones de temperatura menores a 40° C y 1.3 de la corriente a plena carga para todos los demás motores.

#### **4.1.3 Protección de Sobrecorriente y falla a tierra**

Esta protección se energiza a través de un transformador de corriente mediante el cual pasan los tres conductores de alimentación a un motor, proporcionando de esta manera al motor una protección sensible a corrientes de falla a tierra. Debido a que la corriente en el primario del transformador de corriente es balanceada en las tres fases, esta protección solo opera con corrientes de falla a tierra. Este relevador debe tener el ajuste tan bajo como sea posible, de tal manera que debe ser mayor o igual a 2 veces la corriente a rotor bloqueado y menor o igual trece veces la corriente a plena carga como sigue:

$$2I_{rb} \leq I_{proteccion} \leq 13I_{Pc} \quad \text{Ecuación (2)}$$

#### **4.1.4 Protección De Sobrecorriente Con retardo de tiempo**

Esta es una de las Protecciones más comunes en los motores eléctricos. El mínimo ajuste de esta protección en un alimentador con cargas diversas que puede incluir desde luego motores, debe estar arriba de la carga pico que maneja el circuito y que normalmente es el total de la corriente de arranque del motor de mayor potencia más la suma de la corriente nominal de los demás circuitos. Esto es válido siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente, por lo que el ajuste de esta protección se hace de la siguiente forma:

- Para Motores con un factor de servicio mayor a 1.15 el ajuste se debe tomar igual al 1.25 de la corriente a Plena carga.
- Para Motores con un factor de servicio menor a 1.15 el ajuste se debe tomar al 1.15 de la corriente a Plena carga.
- El tiempo de ajuste para esta protección se toma como:

$$T_{ajuste} = 0.4 + T_{aceleracion\ del\ motor} \quad \text{Ecuación (3)}$$

#### **4.1.5 Protección Contra Arranque Sucesivos**

Esta protección permite proteger al motor contra arranque sucesivos producidos en el caso particular de la central Termoguajira por los operadores de los equipos, quienes no consideran lo perjudicial que resulta el hecho de arrancar de manera sucesiva los motores, lo cual provoca daños irreversibles en el rotor, rodamientos y estator de los mismos. En este caso el dispositivo multiprotección es configurable por el usuario para controlar la cantidad de arranques sucesivos permitidos. Qué particularmente para los motores en la barra de media tensión de la unidad generadora uno de la central, no deben superar los 3 arranques sucesivos, tomando como base no muy gratas experiencias técnicas lamentablemente acontecidas, que dejaron como resultado la reparación total e incluso la pérdida de este tipo de motores.

#### **4.1.6 Protección a Rotor Bloqueado**

Esta protección le permite al motor ser protegido contra bloqueo mecánico de su rotor por problemas con la carga acoplada a su eje. En el caso del dispositivo multiprotección este se puede programar para un arranque de intensidad por bloqueo mecánico y un retardo ajustable para evitar averías debidas al bloqueo del rotor durante el funcionamiento.

## 4. 2 SELECCIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA DEL EQUIPO DE PROTECCIONES MÚLTIPLES

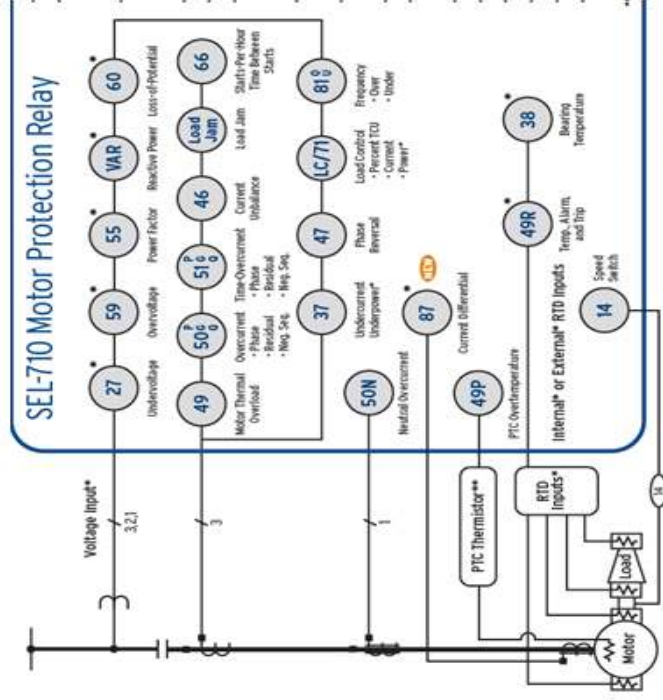
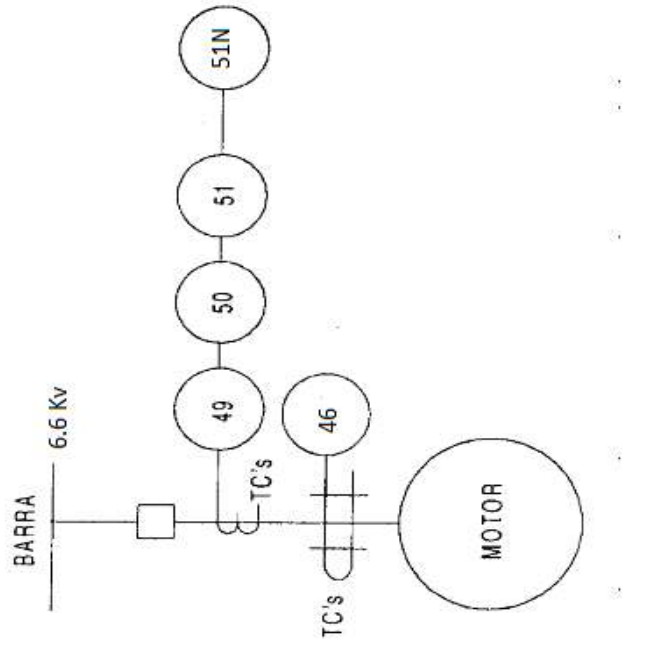
El análisis técnico-económico se baso en la comparación de los equipos de los fabricantes Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) y SIEMENS, ya que estos ofrecen en el mercado los equipos con la robustez necesaria para la aplicación en el proyecto. Los equipos analizados fueron el SEL 710 y el SIPROTEC 4-7UM621 respectivamente. La tabla 12 muestra algunas de las características técnicas y económicas de los mismos que fueron tenidos en cuenta para realizar la selección. La información técnica completa para estos equipos es mostrada en los anexos 4 y 5 del presente documento.

**Tabla 12 .Características técnicas y Económicas de equipos analizados en la Selección**

Equipo	Fabricante	Protecciones	Buses de campo	Horometro	Registrador de sucesos	Costo (unidad) Us. Dollars	Garantía del equipo
<b>SEL 710</b>	SEL	46,48, 49, 50G, 50P Y 66	Ethernet, ModBus TCP y RTU	Si	Si	2850	10 años
<b>SIPROTEC 4-7UM621</b>	SIEMENS	14, 46, 49, 51, 51 N y la protección a arranques sucesivos (48)	PROFIBUSD P,MODBUS RTU y DNP 3.0	Si	Si	3346.67	3 años

Al comparar ambos equipos en base en la tabla 12 observamos que dichos equipos cumplen con los requerimientos exigidos para el proyecto, pero es el equipo SEL 710 el que cumple de manera significativa con la selección técnico-económica. Ya que este tiene un costo menor al equipo SIPROTEC 4-7 UM621 y su garantía difiere en 7 años respecto al anterior. Motivo por el cual este se convierte en el equipo seleccionado para la implementación en el proyecto. A continuación en la tabla 13 se muestra un presupuesto realizado por parte de la empresa NORCONTROL en base a la utilización del equipo multiprotección seleccionado. Una comparación entre el esquema de conexión de las protecciones actualmente instaladas y el esquema del equipo multiprotección seleccionado es mostrado en la figura 12.

Es importante resaltar que en el esquema de conexión del equipo multiprotección que se observa en la figura 12 se muestran otras protecciones adicionales a las requeridas que no fueron consideradas debido a que si implementaran, tendrían que al mismo tiempo ser implementados nuevos transformadores de corriente aumentando de esta manera los costos del proyecto.




Esquema de conexion de protecciones actualmente instaladas

Esquema de conexion de equipo Multiproteccion seleccionado

Figura 12. Esquema conexión protecciones actualmente instaladas Vs Esquema de conexión protecciones Equipo multiprotección seleccionado



Tabla 13. Presupuesto del proyecto presentado por la empresa Norcontrol

		ESTIMADO PARA GECELCA
ETAPAS	ACTIVIDADES	
INGENIERÍA	Levantamiento	56.495.077
	Elaboración de Ingeniería	84.742.615
	Estudio de coordinación de Protecciones	71.770.541
	<b>Subtotal 1</b>	<b>213.008.234</b>
PROCURA DE EQUIPOS	Relés de protección, relés auxiliares, concentradores.	664.125.000
	Bloques de Pruebas(*)	-
	<b>Subtotal 2</b>	<b>664.125.000</b>
CONSTRUCCIÓN	Instalación de Relés	258.935.769
	Instalación de Gestión de protecciones	
	Instalación de red de Sincronización.	
	<b>Subtotal 3</b>	<b>258.935.769</b>
PRUEBAS DE ACEPTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO. PARAMETREIZACION DE EQUIPOS, PRUEBAS DE PUESTA A PUNTO Y PUESTA EN MARCHA.	PERSONAL	70.618.846
	EQUIPOS	
	TRANSPORTES URBANOS	
	TRANSPORTES AEREOS	
	VIATICO POR CUADRILLA	
	INFORMES Y/O DICTAMEN DE INSPECCION	
	<b>Subtotal 4</b>	
INTERVENTORÍA	PERSONAL	57.581.379
	EQUIPOS	35.688.047
	TRANSPORTES URBANOS	53.933.002
	TRANSPORTES AEREOS	
	VIATICO POR CUADRILLA	52.298.669
	INFORMES Y/O DICTAMEN DE INSPECCION	2.145.216
	<b>Subtotal 5</b>	<b>201.646.314</b>
<b>TOTAL POR COMPONENTE MONETARIO (pesos Colombianos)</b>		<b>1.408.334.163</b>

(\*) El valor de los bloques de pruebas es estimado

## 5. CONCLUSIONES

- Para lograr la correcta selección de especificaciones técnicas para el cambio de los dispositivos de protección, es necesario analizar, en base a las normas internacionales IEE std 242-1986, IEEE std 141-1993 y la norma técnica colombiana NTC 2050, las distintas aplicaciones de los mismos, de tal manera que se cumpla con los requerimientos del sistema y se garantice la vida útil de los motores. Por lo que para el cumplimiento de dichos objetivos es necesario:
  - a) Documentación del sistema eléctrico
  - b) Límites de protección de los equipos
  - c) Características técnicas de los dispositivos de protección
  - d) Diagrama unifilar del sistema.
- Durante la realización de este trabajo de grado tuvimos inconvenientes para encontrar e interpretar la información relevante con respecto a los ajustes que tienen las protecciones electromecánicas instaladas actualmente en la unidad 1, esto debido a que estas protecciones fueron instaladas hace muchos años y su información impresa en libros es fácilmente movida y en ocasiones extraviada por parte del personal que ha trabajado en la planta.
- La utilización manual de las plantillas logarítmicas para graficar las curvas de las protecciones de los motores resulta ser un trabajo dispendioso y muy demorado; por eso es que en la actualidad las empresas dedicadas a este trabajo utilizan software especializado que reduce el tiempo e trabajo considerablemente y los errores humanos inherentes al trabajo manual con las plantillas

- Debido a la dimensión de esta clase de trabajo, es necesario realizar un estudio técnico económico, ya que esto permite evaluar todos los componentes y las diferentes opciones, así como los precios. De lo anterior dependerá la correcta operación de las protecciones y por lo tanto la instalación eléctrica cumplirá con los requisitos de confiabilidad, seguridad y economía. Es necesario hacer notar que de acuerdo a la capacidad de los equipos a proteger es el tipo de protección que se va a instalar, es decir un motor de gran capacidad llevará mayor protección que un motor de pequeña capacidad. Por lo que las protecciones serán más complejas o más sencillas. Las nuevas protecciones presentes en los equipos multiprotección tienen características flexibles que deben ser aprovechadas al máximo para una mejor operación de los equipos, ya que los nuevos avances en la tecnología contemplan algunos aspectos más precisos en la operación de los equipos, lo cual permite que las protecciones tengan mayor cobertura.
- Para cubrir las necesidades de protección que el proyecto demandaba, se escogió como opción el equipo SEL 710, que es un equipo multiprotección, es decir que incorpora diferentes aplicaciones de otros relevadores para hacer más fácil la coordinación de las protecciones del sistema y evita así que algún dispositivo deje de funcionar.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- *Beeman, Donald. Industrial Power Systems Handbook. McGraw-Hill, New York, 1955.*
- *General Electric. Industrial Power Systems Data Book. Schnectady, NY1956.*
- *Esteva Ángel José Luis y Olguin Montiel Jorge Alberto, “Selección de protecciones del sistema Eléctrico para una banda transportadora de una central Carboeléctrica”, México, D. F., Diciembre del 2009.*
- *Mullin, Ray C. & Smith, Robert L. Electrical Wiring Commercial. 11th Edition. Delmar 2002.*
- *Harper Enriquez. Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. Segunda Edición. Limusa. Mexico, D.F, 2003*

# ANEXOS

## ANEXO 1

### DATOS DE PLACA MOTORES DE MEDIA TENSION BARRAJE 6.9 KV UNIDAD 1

**Datos de placa características de los motores bombas Agua de circulación A Y B del condensador unidad 1**

POTENCIA	1000Kw
VOLTAJE NOMINAL	6600V
FRECUENCIA	60Hz
AMPERAJE	130 A
CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO	
VELOCIDAD DE GIRO	394 RPM
NÚMERO DE POLOS	18
TIPO	F2KT-R
FACTOR DE SERVICIO	1.0
CLASE DE AISLAMIENTO	B
FRAME	212-13AM
LETRA DE CÓDIGO	F
FABRICANTE	mitsubishi
NORMA	NEMA
RATING	CONTINUO
TEMPERATURA AMBIENTE	40°C
TEMPERATURA LÍMITE	80°C
PESO	18500kg
FECHA DE FABRICACIÓN	1981-6

**Datos de placa características de los motores pulverizadores de carbón A, B, C, D y E, unidad 1**

<b>TYPE</b>	<b>SF-FH</b>
<b>ROTOR</b>	<b>JAULA DE ARDILLA</b>
<b>NORMA</b>	<b>NEMA</b>
<b>POTENCIA</b>	<b>190Kw</b>
<b>NÚMERO DE POLOS</b>	<b>8</b>
<b>SERVICIO</b>	<b>CONTINUO</b>
<b>FRAME</b>	<b>400LL</b>
<b>CLASE AISLAMIENTO</b>	<b>B</b>
<b>ENCERRAMIENTO</b>	<b>TEFC</b>
<b>CORRIENTE A ROTOR BLOQUEADO</b>	<b>120 A</b>
<b>TEMPERATURA AMBIENTE</b>	<b>40°C</b>
<b>TENSIÓN NOMINAL</b>	<b>6600 v</b>
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	<b>24 A</b>
<b>AUMENTO DE TEMPERATURA</b>	<b>80°C</b>
<b>VELOCIDAD</b>	<b>885 R.P.M.</b>
<b>FACTOR DE SERVICIO</b>	<b>1.0</b>
<b>CARTA DE DISEÑO</b>	<b>B</b>
<b>CARTA DE CÓDIGO</b>	<b>F</b>
<b>RODAMIENTOS</b>	<b>DEL: 68220M TRAS: 63190M</b>
<b>PESO</b>	<b>2900kg</b>
<b>FECHA FABRICACIÓN</b>	<b>MAYO 1981</b>
<b>FABRICANTE</b>	<b>mitsubishi</b>

**Datos de placa características de los motores de aire primario A, B, C, D Y E. unidad 1.**

<b>TYPE</b>	<b>FKT-WH</b>
-------------	---------------

<b>ROTOR</b>	<b>JAULA DE ARDILLA</b>
<b>NORMA</b>	
<b>POTENCIA</b>	<b>300kW</b>
<b>NÚMERO DE POLOS</b>	<b>2</b>
<b>SERVICIO</b>	<b>CONTINUO</b>
<b>FRAME</b>	<b>400LL</b>
<b>CLASE AISLAMIENTO</b>	<b>B</b>
<b>ENCERRAMIENTO</b>	<b>TEFC</b>
<b>CORRIENTE A ROTOR BLOQUEADO</b>	<b>177<sup>a</sup></b>
<b>TEMPERATURA AMBIENTE</b>	<b>40°C</b>
<b>TENSIÓN NOMINAL</b>	<b>6600V</b>
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	<b>30<sup>a</sup></b>
<b>AUMENTO DE TEMPERATURA</b>	<b>80°C</b>
<b>VELOCIDAD</b>	<b>3560 R.P.M.</b>
<b>FACTOR DE SERVICIO</b>	<b>1.0</b>
<b>CARTA DE DISEÑO</b>	<b>B</b>
<b>CARTA DE CÓDIGO</b>	<b>F</b>
<b>PESO</b>	<b>2990kg</b>
<b>FECHA DE FABRICACION</b>	<b>JUNIO 1981</b>
<b>FABRICANTE</b>	<b>mitsubishi</b>

**Datos de placa característica de los motores de tiro forzado A y B, unidad 1.**

<b>POTENCIA</b>	<b>660kW</b>
<b>VOLTAJE NOMINAL</b>	<b>6600V</b>



FRECUENCIA	60Hz
AMPERAJE	72 A
CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO	396 A
VELOCIDAD DE GIRO	885 R.P.M.
NÚMERO DE POLOS	8
TIPO	F2KT-H2W
FACTOR DE SERVICIO	1.0
CLASE DE AISLAMIENTO	B
FRAME	500L
LETRA DE CÓDIGO	F
FABRICANTE	mitsubishi
NORMA	NEMA
TEMPERATURA AMBIENTE	40°C
TEMPERATURA LÍMITE	80°C
PESO	6200kg
FECHA	1981

**Datos de placa característica de los motores de tiro inducido  
A y B, unidad 1.**

POTENCIA	700 HP
VOLTAJE NOMINAL	6600V
FRECUENCIA	60Hz
AMPERAJE	56 <sup>a</sup>
VELOCIDAD DE GIRO	886 R.P.M.
NÚMERO DE POLOS	8
MODELO	H5TC
FACTOR DE SERVICIO	1.15
CLASE DE AISLAMIENTO	F
FRAME	6810L
FABRICANTE	WESTINGHOUSE
NORMA	NEMA
TEMPERATURA AMBIENTE	40°C
TEMPERATURA LÍMITE	90°C
TIEMPO	CONTINUO
kVA-BLOQUEADO-CÓDIGO	F
ESTILO	83F12138

**Datos de placa característica de los motores ventiladores aire  
de sello de molinos, unidad 1.**

<b>TYPE</b>	<b>SF-FH</b>
<b>ROTOR</b>	<b>JAULA DE ARDILLA</b>
<b>NORMA</b>	<b>NEMA</b>
<b>POTENCIA</b>	<b>200Kw</b>
<b>NÚMERO DE POLOS</b>	<b>2</b>
<b>SERVICIO</b>	<b>CONTINUO</b>
<b>FRAME</b>	<b>400LL</b>
<b>CLASE AISLAMIENTO</b>	<b>B</b>
<b>ENCERRAMIENTO</b>	<b>TEFC</b>
<b>TEMPERATURA AMBIENTE</b>	<b>40°C</b>
<b>TENSIÓN NOMINAL</b>	<b>6600v</b>
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	<b>20 A</b>
<b>AUMENTO DE TEMPERATURA</b>	<b>80°C</b>
<b>VELOCIDAD</b>	<b>3600 R.P.M.</b>
<b>FACTOR DE SERVICIO</b>	<b>1.0</b>
<b>CARTA DE DISEÑO</b>	<b>B</b>
<b>CARTA DE CÓDIGO</b>	<b>F</b>
<b>RODAMIENTOS</b>	<b>DEL: 613 0M TRAS: 63130M</b>
<b>FECHA FABRICACION</b>	<b>MAYO 1981</b>
<b>FABRICANTE</b>	<b>mitsubishi</b>

ANEXO 2  
EJEMPLO DE  
PROTOCOLO  
DE PRUEBAS A RELE

50/51



**INGESOF LTDA.**  
Ingenieria y Software

**PROTOCOLOS DE PRUEBAS INDIVIDUALES**

Características y Pruebas Generales

**RELE DE SOBRECORRIENTE**

Orden de servicio No.1220

Formulario: No1

Hoja: 19

De: 74

Modulo:	Pulverizador de carbon - D		Nro. Ref	B-3-50/51-19 ✓	
Type	CO - 151 - D		Codigo:	50/51	Date: Oct. 1981
Rating	5 A - 60 HZ	Style	PD038	Room Temp	27°C
Setting Range	Tap: 2 - 6 A	IIT	20 - 80 A	Ry. No.	93902
Marca	MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION			Empresa: CORELCA S.A E.S.P	
Ajustes Encontrados:	Tap:	5	Dial:	2	IIT 30 A
Localizacion:	Planta Termoguajira Unidad I		Ubicacion:	Sistema de Barraje 6.9 Kv -B	

1. Starting Value Test

Tap: min. = 2  
Unit: (A)

2,06  
2,02  
2,09  
2,07

Dial	Vr. Medido	Vr. Teorico	% Error
1	2,063	2	-3,15
4	2,005	2	-0,25
7	2,013	2	-0,65
10	2,024	2	-4,2

Tap Value ± 5%

2. Operating Value Test

Dial: 1  
Unit: (A)

2,02  
2,53  
3,04  
3,47  
4,05  
5,02  
5,47

	Vr. Medido	Vr. Teorico	% Error
Tap 2	2,063	2	-3,15
Tap 2.5	2,496	2,5	0,16
Tap 3	3,004	3	-0,133333
Tap 3.5	3,492	3,5	0,228571
Tap 4	4,045	4	-1,125
Tap 5	5,103	5	-2,06
Tap 6	6	6	0

Tap Value ± 5%  
(Tap 12A Value ± 10%)

3. Operating Time Test

Tap: min = 2 Dial: 10  
Unit: (Sec)

44,99  
33,9  
26,4

Input 300 %	42,264
Input 500 %	30,363
Input 1000 %	24,431

More Than 90%

38 ± 12 %

29 ± 7 %

25 ± 7 %

4. IIT Element operating Value Test

Operating Time Test

Judgement	Each	OK
Input 200 %	35ms	24ms

Marked Value ± 15%

Less Tahn 40 ms

5. ICS Operating Test ✓

ICS Resetting Test ✓

Judgement	Each	OK
-----------	------	----

Ope: 45 - 85 % of rating

Judgement	Each	OK
-----------	------	----

Res : More than 20 %  
of Rating

6. Insulation Resistance & Hig voltaje Insulation Test

(By 500 V Megger 30 Seg)

Circuit - Cass & AC Circuit - DC Circuit

Judgement	Each	OK
-----------	------	----

Valor Medido: 10 M Ω

More Than 10 M Ω

OBSERVACIONES:

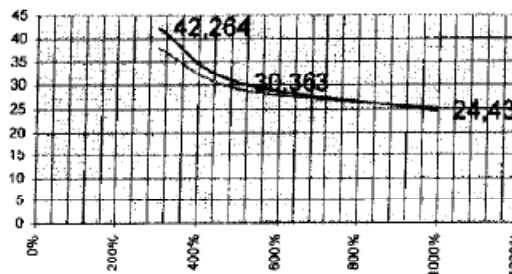
El relé opera correctamente

PRUEBA EJECUTADA POR:

Ing. Gregorio Castro, Ing. Juan Espinosa

PRQBO	REVISO

**Curva Caracteristica**



<b>Modulo:</b>	Pulverizador de carbon - D		<b>Nro. Ref</b>	B-3-50/51-20 ✓	
<b>Type</b>	CO - 15 I - D		<b>Codigo:</b>	50/51	<b>Date:</b> Oct 1981
<b>Rating</b>	5 A - 60 HZ	<b>Style</b>	PD038	<b>Room Temp</b>	27°C
<b>Setting Range</b>	Tap: 2 - 6 A	<b>IIT</b>	20 - 80 A	<b>Ry. No.</b>	93905
<b>Marca</b>	MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION				<b>Empresa:</b> CORELCA S.A E.S.P
<b>Ajustes Encontrados:</b>	<b>Tap:</b>	5	<b>Dial:</b>	2	<b>IIT</b> 30 A
<b>Localización:</b>	Planta Termogujaira Unidad I		<b>Ubicación:</b>	Sistema de Barraje 6.9 Kv -B	

1. Starting Value Test  
 Tap: min. = 2  
 Unit: ( A )

Dial	Vr. Medido	Vr. Teorico	% Error
1	2,068	2	-3,4
4	2,055	2	-2,75
7	2,048	2	-2,4
10	2,103	2	-5,15

Tap Value ± 5%

2. Operating Value Test  
 Dial: 1  
 Unit: (A)

	Vr. Medido	Vr. Teorico	% Error
Tap 2	2,06	2	-3
Tap 2.5	2,54	2,5	-1,6
Tap 3	3,032	3	-1,066667
Tap 3.5	3,506	3,5	-0,171429
Tap 4	4,055	4	-1,375
Tap 5	5,034	5	-0,68
Tap 6	6,008	6	-0,133333

Tap Value ± 5%  
 (Tap 12A Value ± 10%)

3. Operating Time Test  
 Tap: min. = 2 Dial: 10  
 Unit: (Sec)

Input 300 %	42,091
Input 500 %	29,881
Input 1000 %	23,444

More Than 90%  
 38 ± 12 %  
 29 ± 7 %  
 25 ± 7 %  
 Marked Value ± 15%  
 Less Tahn 40 ms

4. IIT Element operating Value Test  
 Operating Time Test

Judgement	Each	OK
Input 200 %	37ms	167-613 (33 A)

5. ICS Operating Test  
 ICS Resetting Test

Judgement	Each	OK
Judgement	Each	OK

Ope: 45 - 85 % of rating  
 Res : More than 20 % of Rating

6. Insulation Resistance & Hig voltaje insulation Test  
 (By 500 V Megger 30 Seg)  
 Circuit - Cass & AC Circuit - DC Circuit

Judgement	Each	OK
-----------	------	----

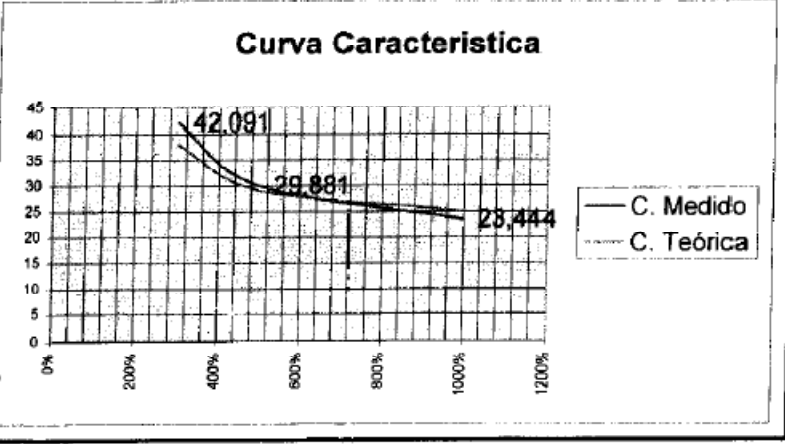
Valor Medido: 10 M Ω

More Than 10 M Ω

**OBSERVACIONES:**  
 El relé opera correctamente

**PRUEBA EJECUTADA POR:**  
 Ing. Gregorio Castro, Ing. Juan Espinosa

<b>PROBO</b>	<b>REVISO</b>





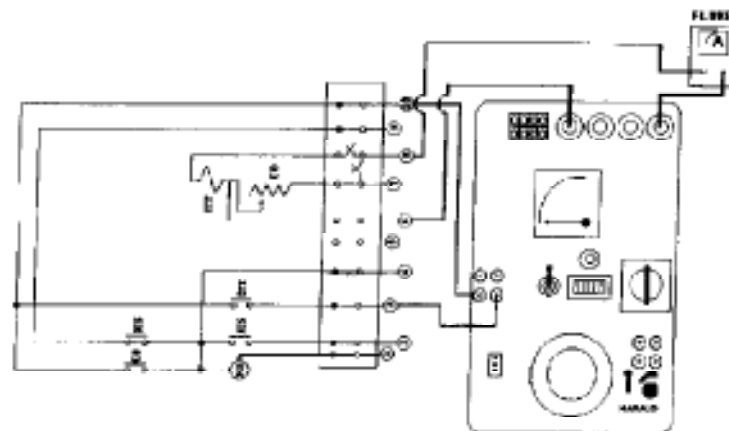
**INGESOFT LTDA.**  
INGENIERIA Y SOFTWARE  
CONSTRUCCION - MONTAJE - INTERVENTORIA - DISEÑO - INGENIERIA

Luego de efectuar mantenimiento y limpieza al respectivo relé , se toman medidas de resistencia de aislamiento aplicando una tensión de 500 Voltios DC entre la bobina de la unidad principal de corriente y la carcasa, dicha resistencia debe ser mayor o igual a 10 Mega - ohmios, según manual del fabricante.

#### VERIFICACION Y PRUEBAS DE INYECCION .

Para la prueba de inyección y verificación de la curva de operación del relé se conecta el relé como se muestra en la figura 2 y se procede de la siguiente forma :

Para la prueba de inyección y verificación de curva de operación del relé del elemento 51 (temporizado), se conecta el relé como lo muestra la figura 2. ( inyección corriente en los



**FIGURA 2**

terminales 7 y 8) y disparo en el ( 1 y 10 ).

Se coloca el Tap en 2 y se varia el Dial en 1, 4, 7, 10, en cada caso se toman los valores de la corriente en la cual el relé arranca, se anotan los valores en el formato de los protocolo. Seguidamente se coloca el Dial fijo en 1 y se varia la posición del Tap en 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 5.0, 6.0, y se anotan Igualmente los valores de la corriente de arranque.

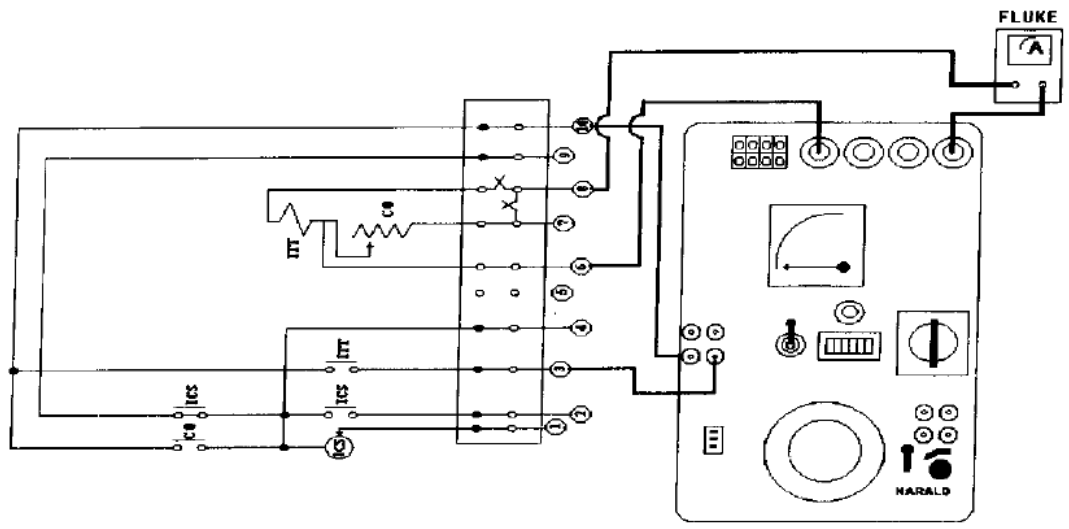


**INGESOFT LTDA.**  
INGENIERIA Y SOFTWARE  
CONSTRUCCION – MONTAJE – INTERVENTORIA – DISEÑO - INGENIERIA

Para la prueba de tiempo de operación se coloca el Tap en 2.0 y Dial en 10, se ajusta un valor 300% del Tap (6.0 Amps), se inyecta esta corriente y se anota el tiempo en el cual el relé actúa (disparo); de la misma forma se hace con los valores de entrada en 500% del Tap (10 Amps) y 1000% (20 Amps).

Prueba del elemento ICS donde se verificó su operación y la señalización de la banderola o indicador de operación.

Se prueba el elemento instantáneo 50 ( sobrecorriente instantáneo ). Se realiza inyectando un valor de corriente correspondiente al indicado en el ajuste del IIT, y anotando el tiempo de operación del elemento instantáneo cuyo valor esta dado en mili-segundos. Para esta prueba se inyecta corriente en los terminales 6 y 8 y el disparo en los terminales 3 y 10 del relé, como lo muestra la figura 3.



**FIGURA 3**

ANEXO 3

EJEMPLO ESTUDIO DE  
COORDINACIÓN DE  
PROTECCIONES PASO  
A PASO



### Example of Step-by-Step Phase Coordination Study

1) **One-Line Diagram.** Draw the one-line diagram of the portion of the system to be studied with ratings of all known devices shown (Fig 236).

2) **Short-Circuit Current Study.** Calculate the short-circuit current values available at different points in the system:

34.5 kV system	500 MVA (from utility or system study)
4160 V bus	55.5 MVA (from system only—motor contribution excluded for simplification of calculation)
480 V bus	12 800 A, symmetrical, through 750 kVA transformer
480 V substation feeder	12 800 A, symmetrical, through 750 kVA transformer plus 3600 A, symmetrical, motor contribution from 480 V system
480 V, 100 A panelboard	11 000 A, symmetrical (by calculation)

3) **Protection Points.** Determine the protection points desired for certain large system components (see Table 59).

The ANSI point was formerly shown on time-current graphs and was a point in Table 56 on the curve “short-time loads (following full load), oil immersed transformers” in the appendix to ANSI/IEEE C37.91–1985 [1] and corresponded to the maximum through-fault current based solely on transformer impedance. However, its use has been abandoned, and it is listed herein for purposes of continuity. The through-fault protection curve shown in Figs 237–241 inclusive are based upon ANSI/IEEE C57.109–1985 [4].

**Table 56 — Electric Power System Disturbances**

Disturbance	Duration	Effect on System	Typical Cause*
Voltage level change	Steady	±10% voltage	Normal system voltage variation resulting from load changes.
Voltage swing	10 cycles to 5 min	±30% voltage	Motor starting, shock loads, furnace loads, welders, planers, chippers, roughing drives.
Voltage transients*	Up to 30 cycles	+100% to -50% voltage	Remote system faults, switching surges, lightning strikes, capacitor switching.†
Voltage flicker	Variable	Voltage variations	Repetitive voltage swings or transients.
Voltage loss A	1 s maximum	Down to 0% voltage	Power transmission system or distribution system faults, network system faults.‡
Voltage loss B	1 min maximum	Down to 0% voltage	Power system faults or equipment failure reclosing or resynchronizing operation.‡
Voltage loss C	Extended	-100% voltage	Permanent power system faults, equipment failure; accidental opening of power circuit breaker.
Voltage wave shape distortion, harmonics, noise	Variable	Fundamental or harmonic voltage up to +200%	Arcing faults, ferroresonance, switching, transients, transformer, iron core reactor or ballast magnetizing requirements, controlled rectifiers, commutators, arc discharges, fluorescent lamsp, motors.
Voltage unbalance	Steady	Up to 10% voltage variation among phases of three-phase system	Single-phase or unbalanced loads on three-phase system.
Single phasing	Extended	Down to 0% voltage on one phase of three-phase system	Open conductor, switching with single-pole devices, fuse opening, circuit breaker or contactor failure
Power direction change, short circuits	Variable	Change of flow of current or power	Supply system faults, loss of transmission lines, synchronizing power surges, switching.
Frequency change	Variable	+1 to -2 Hz	Loss of generation or utility supply line.

\*It is presumed that properly selected lightning arresters and surge protective equipment are installed throughout the system.

†Some types of switching transients may be amplified by coincident resonance of power factor capacitors and transformer inductances at the switching frequency.

‡Disturbance may be in either the utility or consumer system. Disturbance may be isolated in 3 to 30 cycles by circuit breakers or 35 cycles by network protectors, after which time service may be restored to disturbance-free portion of system.

**Table 59 —Protection Points Summary**

3750 kVA Transformer	750 kVA Transformer
(a) ANSI Point*	
$16.6 \cdot I_{fl} \cdot 0.58 = I_{ANSI}$ for 4 s	$17.6 \cdot I_{fl} \cdot 0.58 = I_{ANSI}$ for 3.75 s
$16.6 \cdot 520 \cdot 0.58 = 5000$ A at 4160 V	$17.6 \cdot 902 \cdot 0.58 = 9300$ A at 480 V
$16.6 \cdot 63 \cdot 0.58 = 606$ A at 34.5 kV	$17.6 \cdot 104 \cdot 0.58 = 1060$ A at 4160 V
(b) Inrush Point	
$12 \cdot I_{fl} = I_{inrush}$ for 0.1s	$8 \cdot I_{fl} = I_{inrush}$ for 0.1 s
$12 \cdot 520 = 6250$ A at 4160 V	$8 \cdot 902 = 7216$ A at 480 V
$12 \cdot 63 = 756$ A at 34.5 kV	$8 \cdot 104 = 832$ A at 4160 V
(c) 6 Times Full Load (NEC [7] Rule)	
$6 \cdot 520 = 3120$ A at 4160 V	$6 \cdot 902 = 5412$ A at 480 V
$6 \cdot 63 = 378$ A at 34.5 kV	$6 \cdot 104 = 624$ A at 4160 V

When a delta-wye transformer is involved in a system, a line-to-ground fault producing a 100 % fault current in the secondary winding will produce only 58 % fault current (1/) in each of two phases of the incoming line to the primary of the transformer. This means that the indicated current of the ANSI point must be decreased to 58 % of the value for three-phase faults.

#### 4) Scale Selection

a) Examine the range of currents to be depicted at different voltages (Table 60). The range of currents shown in the table extends over four cycles of log paper to completely depict all the devices under consideration.

b) Select a scale that will minimize multiplications and manipulations on devices where a range of settings is available. Since the load-end device is fixed, settings will be selected for two devices at 480 V and two at 4160 V in addition to determining cable sizes, only during preliminary coordination study. Since relays have current transformer multipliers, an even-digit scale at 4160 V appears to offer the easiest working scale. Using a multiplier of 10 for 4160 V currents, multipliers of 87 for 480 V currents and of 1.21 for 34 500 V currents follows.

**5) Basic Tripping Characteristics.** Plot the following on log-log paper.

- a) Through-fault protective curve, inrush point, and 6 times full-load current of transformer (OA or AA).
- b) Short-circuit currents.
- c) Largest fuse or molded-case circuit breaker continuous rating. Generally, the largest low-voltage device is plotted first, whether or not it is a 100 A molded-case breaker or a 100 A fuse. The protective device characteristic curve is taped to a light box, and the graph paper is placed over the protective device curve for accurate tracing (see Fig 237).

**Table 60 — Range of Currents at Various System Voltages**

	34.5 kV Scale		4160 V Scale		480 V Scale
System	Full-Load Current for 3750 kVA Transformer	500 MVA Short-Circuit Capacity	55.5 MVA Short-Circuit Capacity	100 A Load	16 400 A Short-Circuit Current
34.5 kV	63 A	8400 A	930 A	1.4 A	229 A
4160 V	520 A	69 200 A	7700 A	11.5 A	1890 A
480 V	4500 A	600 200 A	66 500 A	100.0 A	16 400 A

**6) Low-Voltage Circuit Breakers**

a) 480 V feeder circuit breaker. A 750 kcmil cable has an ampacity of about 500 A; hence a trip device set at 500 A adequately protects this cable. A short-time-delay trip device rather than an instantaneous element is chosen to be selective with the downstream molded-case circuit breaker. Select a 600 A longtime-delay trip element set at 80 % (480 A) and a short-time trip element set at 4 times (2400 A) with a minimum time characteristic (Fig 238). Also see Fig 241 for electromechanical devices.

b) 750 kVA transformer secondary main circuit breaker. The next circuit breaker to be selected is the 750 kVA transformer secondary circuit breaker. For a 902 A full load, a 1200 A trip is selected with the maximum time band on both long- and short-time-delay elements. Set the short-time setting at 3 times (3600 A).

While in this example liberal curve separation is effected for clarity, in actual practice many engineers prefer to use faster bands more closely stacked in order to provide tighter coordination.

**7) *Medium-Voltage Feeder Relays.*** By examination of the through-fault protection curve and the inrush point, the limits of the curve for primary protection of the 750 kVA transformer can be determined. Keeping in mind that a low pickup for this device is desirable for good cable protection, it is good practice to keep the characteristic curve as far to the left as possible in order to operate faster on faults. Allowing 16% current margin between the short-time setting of the main secondary circuit breaker (3600 A at 480 V), select a pickup for the medium-voltage feeder overcurrent relay. This should be less than 624 A at 4160 V and more than  $3600 \cdot (480/4160) \cdot 1.16 = 480$  A. The 624 A limit equals 6 times the 750 kVA transformer full load current at 4160 V, and is the maximum permitted by the NEC [7], Section 450–3. Since this will also protect the cable supplying the substation, the lower value is preferred.

In this example a 300/5 A current transformer has been selected. The 300/5 A rating current transformer has a 60:1 ratio, and the tap setting times 60 will produce the relay minimum pickup in terms of the primary current ( $60 \cdot 8$  A = 480 A primary current). The 8 A tap allows for addition of future load, although tap settings of 5 A or lower are often desirable and can be obtained by closer stacking of curves or tolerating some overlap with the transformer secondary circuit breaker curves.

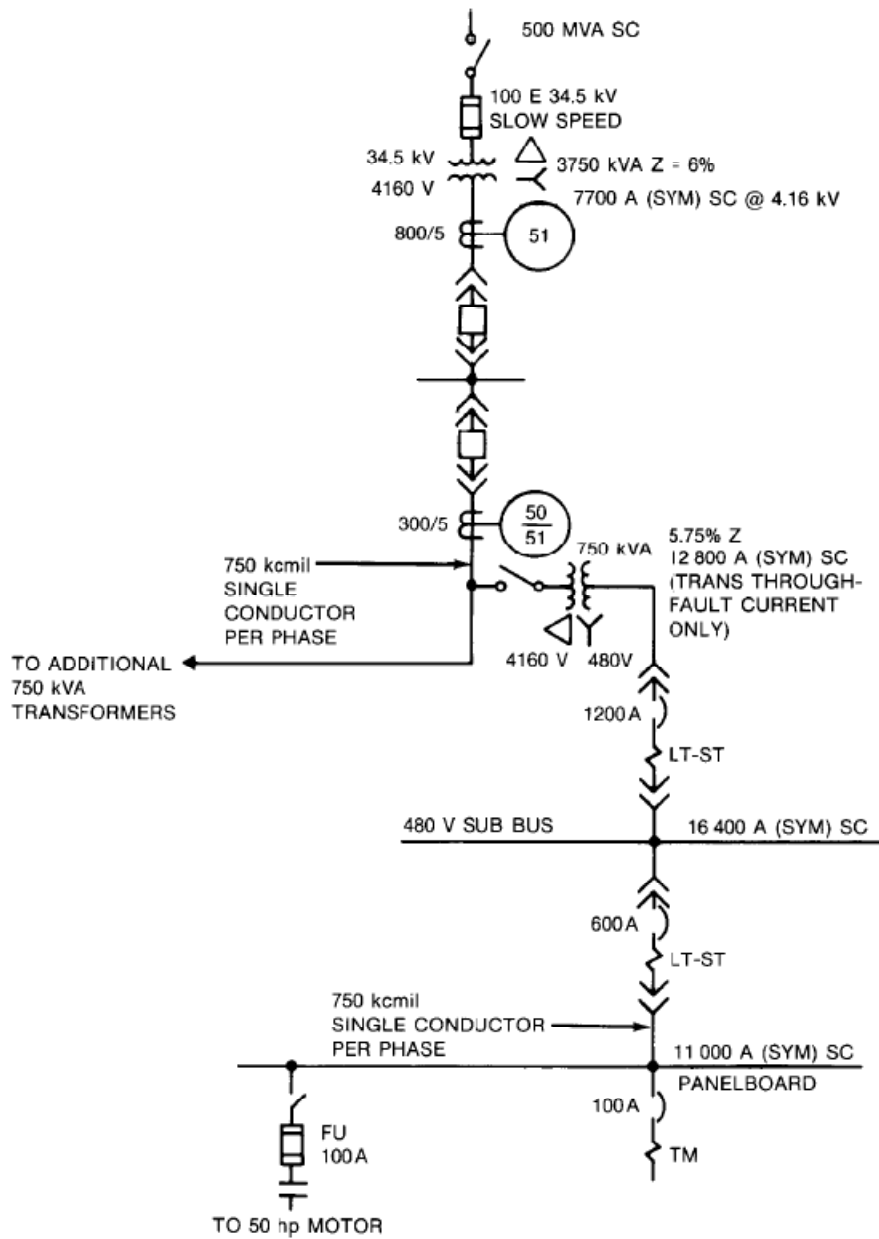
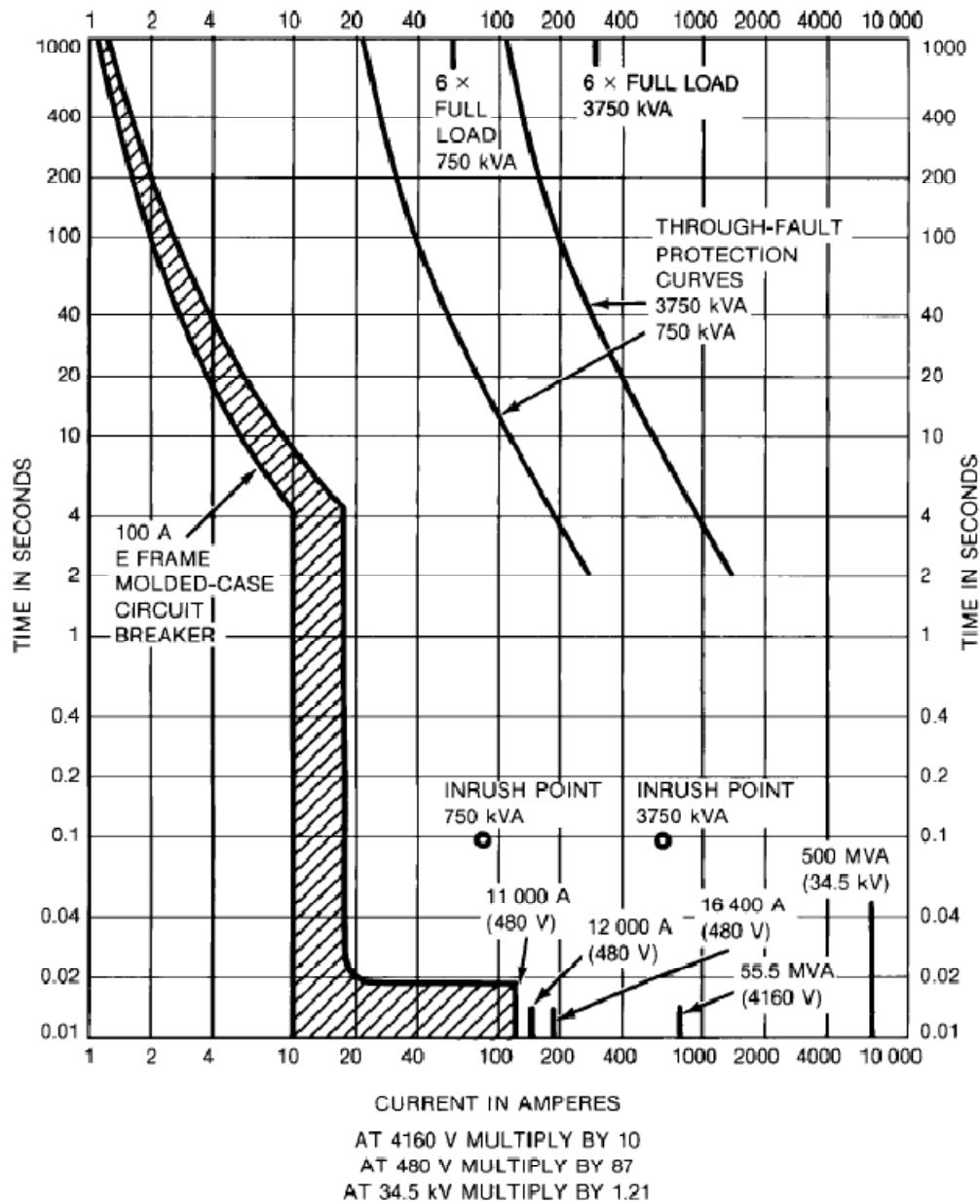
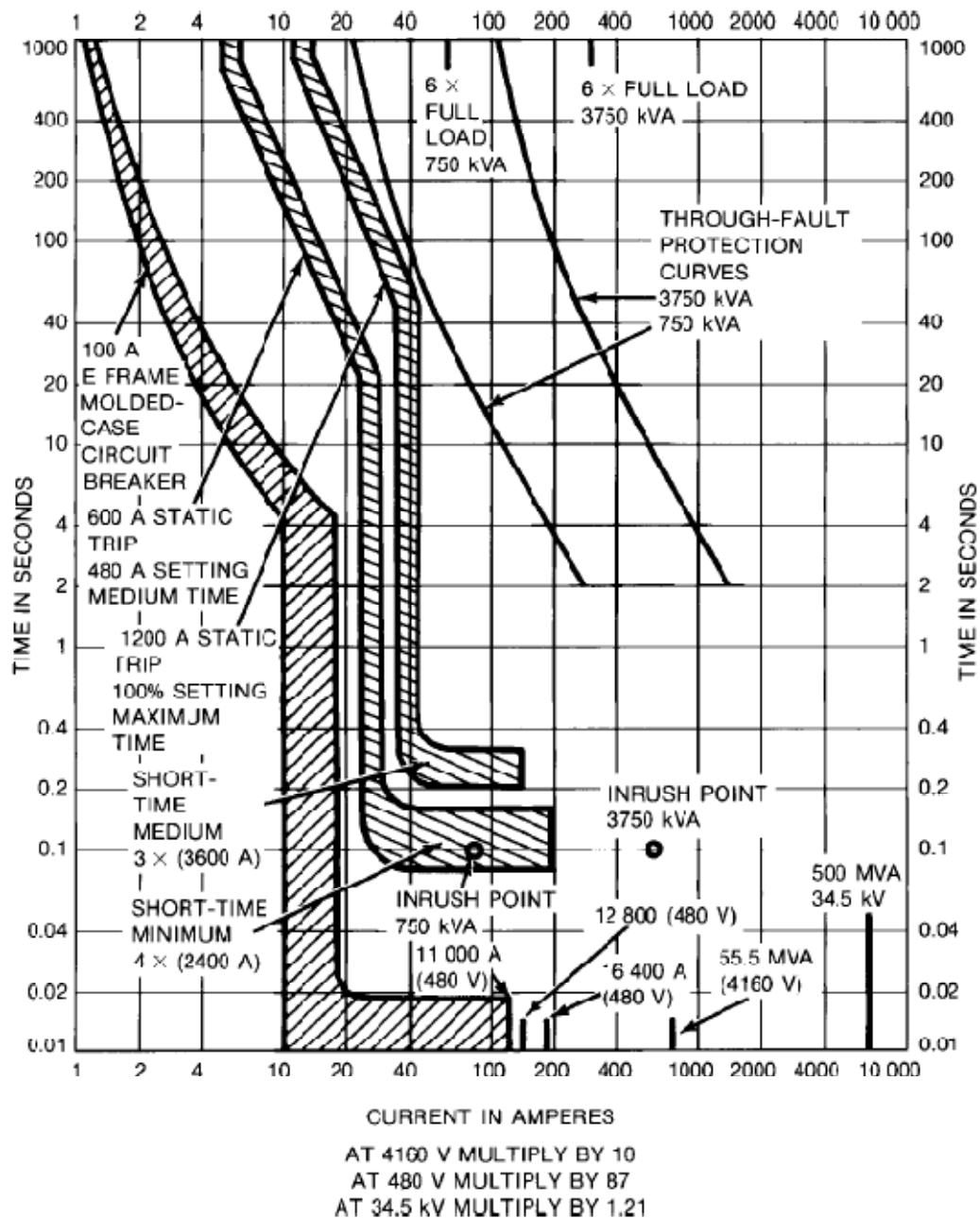


Figure 236 —One-Line Diagram for Coordination Study of Fig 240



**Figure 237 —Plot Showing Fixed Points, Transformers Protection Curves, Maximum Short-Circuit Currents, and 100A Circuit Breaker Characteristics**





**Figure 238 — Selection of Main and Feeder Low-Voltage Circuit Breakers**



When choosing this relay's characteristics, it is better to be tentative because there may be difficulty with the main 4160 V circuit breaker relays. Hedging slightly, pick a very inverse relay instead of the inverse characteristics sometimes recommended. Figure 249 illustrates the very inverse relay time-current characteristic curves for time dial settings (tripping delays) from 1/2 to 11, and for multiples of tap setting from 1 to greater than 40. With a 480 A primary current pickup, the tap multiples of the 8 A tap are also multiples of 480 A, that is, a relay tap multiple of 2 is equal to 960 A primary current and a relay tap multiple

of 4 is equal to 1920 A primary current in this example.

To place the relay time-current curve on the coordination chart, line up the relay i vertical line at 480 A, and the other multiples of the tap setting will automatically align, that is, the 2 A relay tap multiple will align at 960 A, and the 4 A relay tap multiple will align at 1920 A. The time scale (horizontal lines) should also be aligned before tracing the relay time-current curve. (Because transparencies may not align throughout the ordinate, use a convenient horizontal time line near the most critical coordination point, such as the 0.1 s line.) Selecting the appropriate time dial setting is the next step, and a No I time dial provides adequate margin (greater than 16 %) above the 3600 A ( $3 \cdot 1200$  A) short-time-delay element. Note that 12 800 A (480V) is the maximum transformer through-fault current, and for this reason the 3600 A short-time-delay element does not extend beyond 12 800 A on the coordination chart. A higher time dial setting would not be appropriate because it would provide less margin to the through-fault protection curve, and would reduce the margin to the 3750 kVA transformer secondary circuit breaker relay curve.

If the 8 A, No I time dial had not produced a coordinated tripping curve, it would be necessary to try some alternatives, such as:

a) Select a different relay tap (this would shift the curve to the right or left).

- b) Adjust the relay minimum pickup setting between taps (if so available) or adjust time dial settings between calibration marking or do both. Calibrating the relay can verify the more refined settings often required.
- c) Select a different relay characteristic (inverse or extremely inverse—see Fig 249).
- d) Use a different current transformer ratio or auxiliary current transformer. (Many transformer bushing current transformers are multiratio.)
- e) Change devices or settings of adjacent devices.

Note that a 4160 V feeder current transformer ratio and overcurrent relay settings have been selected to protect the cable to the substations. The pickup of the relay is no greater than the cable ampacity. (The cable ampacity is more than 480 A.) One 750 kcmil cable per phase meets the requirements of coordination and protection.

The instantaneous element is set above the available asymmetrical transformer through-fault current to preclude tripping on 480 V faults. The value used is  $12\,800 \cdot (480/4160) \cdot (5/300) \cdot 1.6 = 39.4$  A (Fig 240). ANSI/IEEE C37.91–1985 [1] suggests using a 1.25 multiplier times the maximum symmetrical throughfault current instead of the 1.6 multiplier used. An exact multiplier would depend upon the  $X/R$  ratio of the calculated short-circuit current at the transformer secondary.

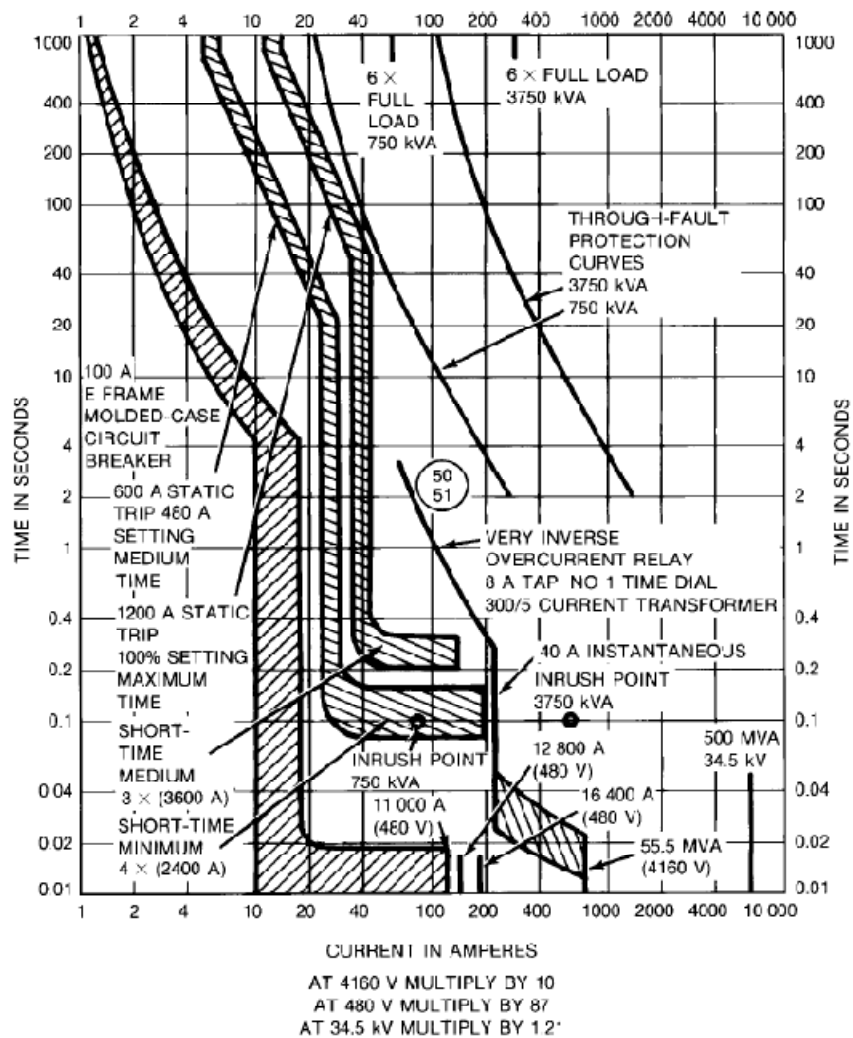
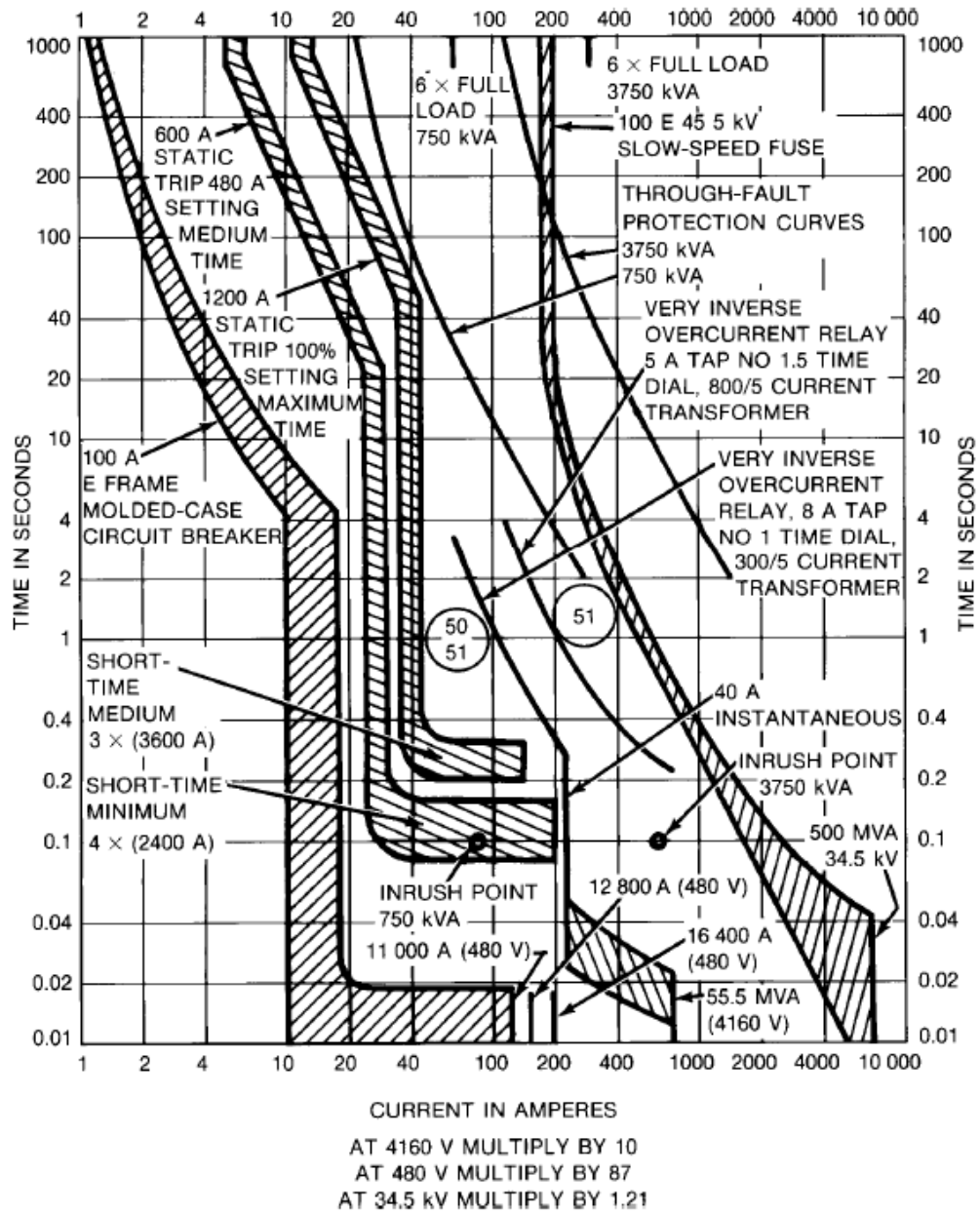


Figure 239 — Selection of Overcurrent Relay Curve and Instantaneous Setting



**Figure 240 — Selection of Main Overcurrent Relay Curve**

**8) *Medium-Voltage Main Relays.*** Select a pickup for the 3750 kVA transformer secondary circuit breaker relays no lower than 125% of full load ( $520 \cdot 1.25 = 650$  A) and no higher than 300% full load ( $520 \cdot 3.00 = 1560$ A) (per NEC [7], Section 450-3).

A good selection is 800 A with an 800/5 current transformer. Do not use an instantaneous attachment on this relay since it cannot be made selective with the feeder instantaneous element.

Select a time dial setting such that 0.3–0.4 s delay is obtained at the theoretical 100% fault-current point. This margin will assure coordination between the main secondary circuit breaker and the 4160 V feeder breakers.

**9) *High-Voltage Fuse.*** According to published tables, a standard speed 100 E fuse will protect the 3750 kVA transformer. However, a slow-speed characteristic is selected, since it will protect the transformer according to the established criteria and will provide more space to fit in all the devices necessary between this fuse and the largest load device. A larger fuse would also protect the transformer, but a tentative selection of the smaller fuse provides the transformer with better protection. Some engineers provide a margin of 0.2–0.4 s between the primary fuse minimum melting time curve and 3750 kVA transformer main secondary circuit breaker relay characteristic at the maximum 4160 V value of short-circuit current. This value is 55.5 MVA or 7708 A. The 100 E 34.5 kV fuse shown in Fig 240 illustrates this point.

**10) *The Art of Compromise.*** Normally, selective coordination starts with the lowest voltage, working up to the highest voltage level. All the lower voltage or primary protective device characteristics should be below and to the left of the backup protective device curve. If the lower voltage device or primary noncurrent protective device curves cannot be made to fit under the backup (same voltage or higher voltage) device curve, an attempt should be made either to raise the backup device or to compromise the coordination.

When selectivity must be compromised, the sacrifice should be made at the location in the system with the least economic consequences. This location will vary from system to system. Likely candidates are:

- a) Sacrificing coordination between a transformer primary protection and its secondary main circuit breakers. Loss of selectivity here is usually not detrimental to system security.
- b) Sacrificing selectivity between a load protective device and the next upstream protective device (typically, a feeder circuit breaker and a motor control center main protective device). The economic consequence of loss of selectivity here is usually more acceptable than at locations other than described in this section.

When closer spacing between curves is required, advantage can be gained by utilizing an extremely inverse relay as primary protection for a downstream device, being backed up by a very inverse relay.

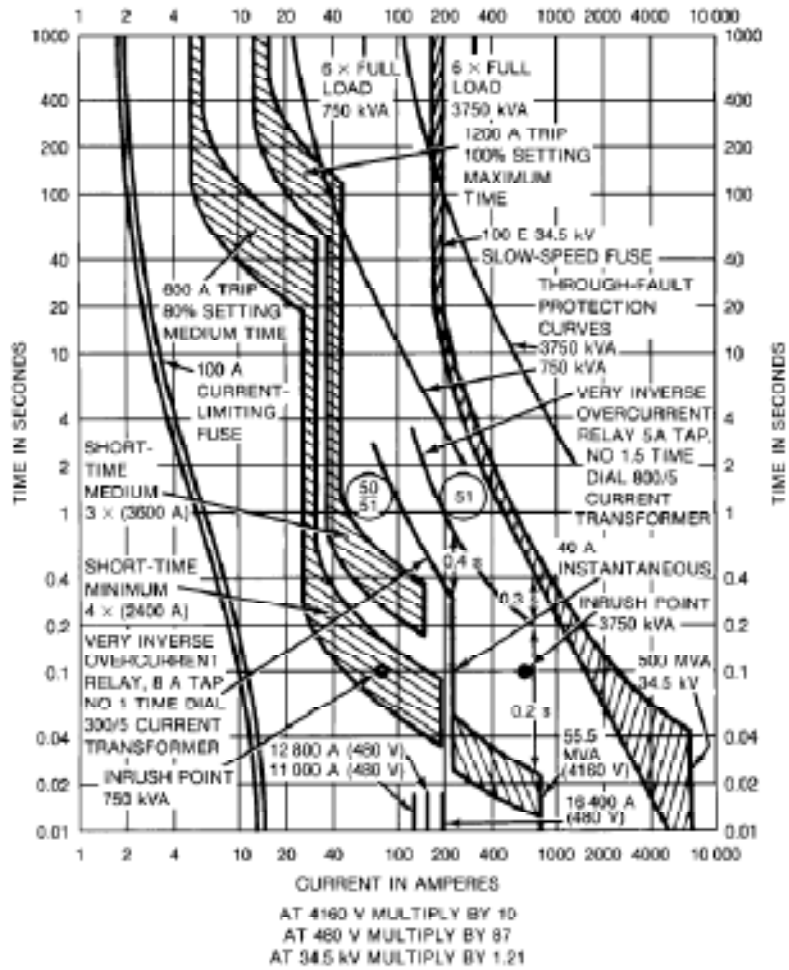


Figure 241 — Fig 240 Replotted, Using Electromechanical Trip Device Characteristics

ANEXO 4  
HOJA DE DATOS  
CARACTERÍSTICA  
SEL 710





# SEL-710 Motor Protection Relay



## Flexible Communications and User Interface

Single or dual, copper or fiber-optic Ethernet, IEC 61850, Modbus<sup>®</sup> TCP and RTU, FTP, Telnet, serial, and more.

Field-upgradable design.

Field-configurable front panel, including display, LEDs, and pushbuttons.



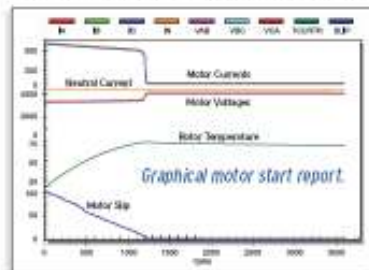
## Minimize Time Between Starts, and Extend Start Times for Slow-Starting Motors



## Simple Setup Using Nameplate Information

NAMEPLATE			
Induction Motor			
FRAME	56T7	SLIP	0.0%
EFFICIENCY	90.1%	VOLTAJE	400 V
FREQUENCY	60 Hz	FL RPMs	3000
POLES	4	FL AMPS	300 A
FULL LOAD TORQUE	1750	FL CURRENT 200%	6.1
TEMP. RISE	105 K	WINDING CURRENT	100 A
DUTY CYCLE	50	INS. TEMP.	110°C
VOLTAJE	240VAC	MOISTURE RESIST.	2000 HOURS
TEMP.	A.7	SAFE D.C.	0.7%
	B.5	CM	A.7
	C.1		B.5
			C.1

## Fast and Easy Troubleshooting

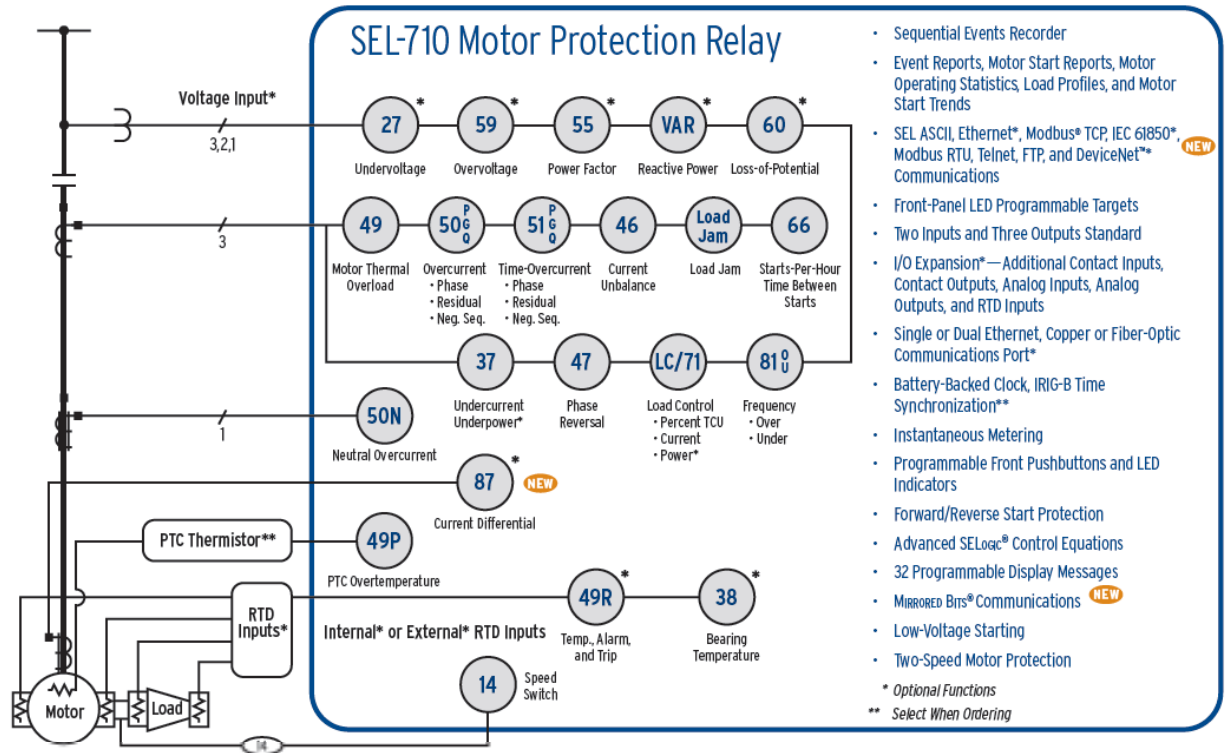


## Industry-Leading Quality, Reliability, and Customer Service



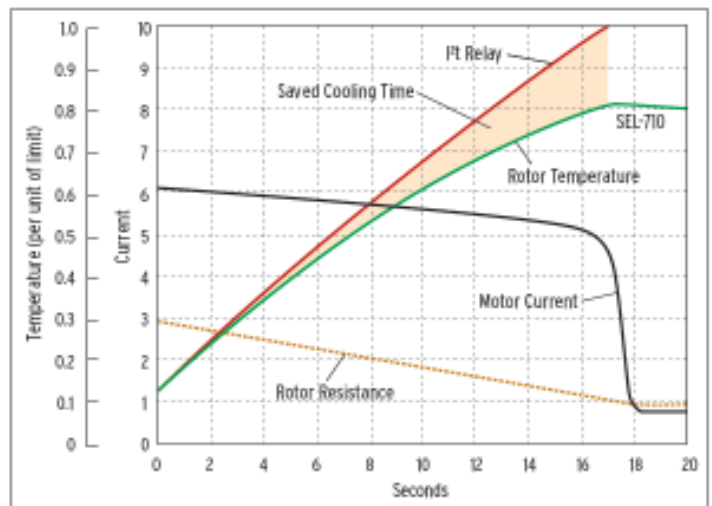
Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical<sup>®</sup>

## Functional Overview



## AccuTrack® Thermal Model

The SEL-710 Motor Protection Relay takes the next logical step in motor monitoring and control. While other motor relays assume a constant value for rotor resistance, the SEL-710 dynamically calculates motor slip and uses this information to precisely track motor temperature using the AccuTrack Thermal Model. Rotor resistance changes depending on slip and generates heat, especially during starting, when current and slip are highest. If your motor protection uses a constant rotor resistance for thermal protection, it could be off by a factor of three or more. By correctly calculating rotor temperature, the AccuTrack Thermal Model reduces the time between starts. It also gives the motor more time to reach its rated speed before tripping.

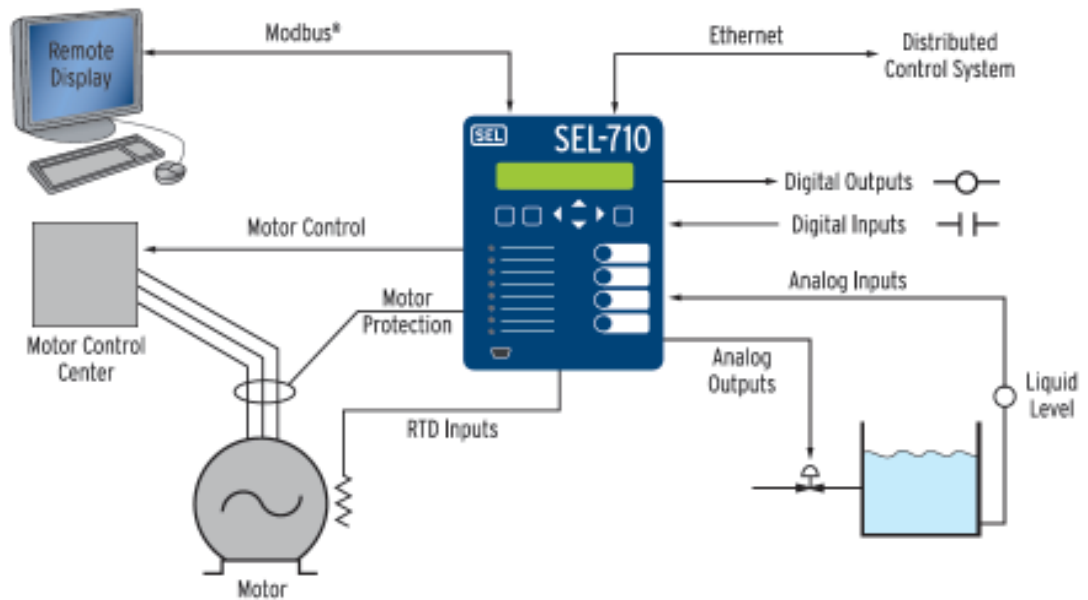


Accurate thermal modeling provides protection that maximizes motor availability while providing excellent protection from damage.

## Applications

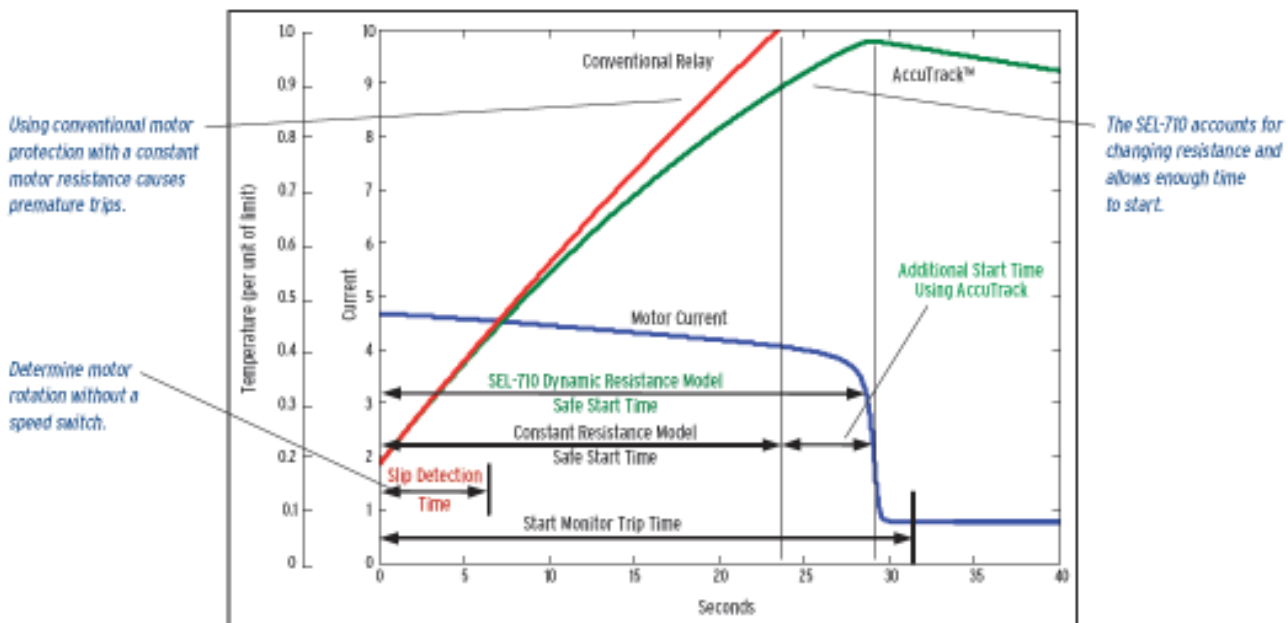
### Complete Control Application

The SEL-710 also provides many functions of a programmable logic controller (PLC). Multiple communications options, a variety of I/O choices, and programmable SELogic® control equations make the SEL-710 a complete solution.



### High-Inertia Starting Application

The SEL-710 provides the best protection and starting opportunities for high-inertia starting applications because the real-time calculation of changing motor slip and rotor resistance is used to calculate motor thermal rise and maximize safe starting times. This results in additional start times for slow-starting motors. Using a constant value for motor resistance throughout the start sequence results in premature trip and reduced start opportunity. Use the SEL-710 and eliminate guesswork, starting timers, and speed switches.



Using the changing resistance value for motor heating, the SEL-710 safely allows for longer starting times.



## Feature Overview

Large 2 x 16 character liquid crystal display.

Use default messages, or program up to 32 custom display labels.

Use default pushbuttons, or program your own pushbutton actions and labels.

Front-panel LEDs can be programmed to indicate custom alarms.

User-configurable label kit included with relay.



Modbus B15<sup>®</sup> communications.

Power supply options include 24-48 Vdc, 110-250 Vdc, and 110-230 Vac.

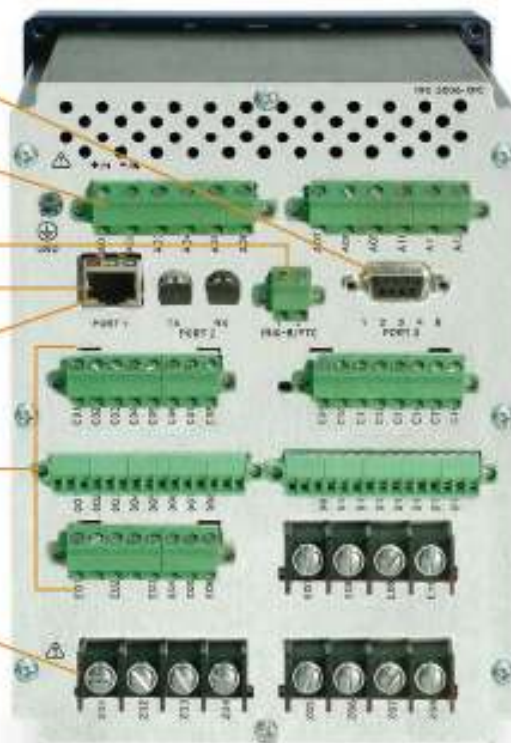
IRIG-B or PTC input.

Optional Ethernet, Modbus<sup>®</sup> TCP, or IEC 61850.

Dual Modbus TCP session.

Positions for optional I/O cards shown with 4 DI/4 DO card, RTD input card, and voltage and current differential input card.

CT inputs include a sensitive neutral option.



## Standard and Optional Protection Features

ANSI	Standard Protection Features
49	Thermal Overload
37	Undercurrent (Load Loss)
46	Current Unbalance and Phase Loss
	Load Jam
50P, 51P	Short Circuit
50Q, 51Q	Ground Fault
50Q, 51Q	Negative Sequence
50N	Ground Fault Neutral (Uses Core Balance CT)
	Motor Starting/Running
	Protection Inhibit
	Start Motor Timer
66	Notching or Jogging Device
	TCU (Thermal Capacity Used) Start Inhibit
	AntiBackspin Timer
	Emergency Start
	Two-Speed Protection
19	Reduced Voltage Starting
14	Stall-Speed Switch
81	Frequency (Current-Based)
49P	PTC (Positive Temperature Coefficient) Thermistor Overtemperature
ANSI	Optional Protection Features
	Voltage-Based Protection
27	Undervoltage
59	Overvoltage
37	Underpower
WR	Reactive Power
47	Phase Reversal
55	Power Factor
81	Frequency (Voltage-Based)
87	Current Differential
496/38	RTD-Based Protection (as many as 12 RTD inputs with separate trip and alarm settings for each RTD)
60	Loss-of-Potential
	Rotor Slip Calculation

## Flexible Communications and User Interface

### Flexible Communications Options

- Single or dual Ethernet, 10/100BASE-T copper, or 100BASE-FX fiber-optic
- Modbus TCP or RTU
- IEC 61850
- DeviceNet™
- Telnet
- FTP
- EIA-232 up to 38.4 Kbps
- EIA-485
- Fiber-optic port
- Communications options allow multiple sessions

### Front-Panel Targets and Messages

Program front-panel targets to indicate any relay element operation, and modify front-panel labeling via a customizable slide-in card. Extra cards and a Microsoft® Word template are available.

The relay automatically determines the trip type and displays this information on the front-panel display. Trip type messages reveal the motor-operating conditions that tripped the relay.

- Thermal and locked rotor
- Load loss and load jam
- Current unbalance
- Phase and ground fault
- Voltage or current differential



Central control room.



Field remote terminal.



Engineering access.

Application example: Communicate with central control and field terminals, and have engineering access—all at the same time.



Custom messages can be displayed on the LCD screen using display point settings.



## Simple or Advanced Settings

### Easy to Use

The SEL-710 provides two ways to get your motor protection running quickly and easily. For fast, basic protection, simply enter 14 values of nameplate data directly into the front panel with the nameplate application, or use Windows®-based acSELEATOR QuickSet® SEL-5030 Software to guide you through the settings process.



### Use acSELEATOR QuickSet to Set, Monitor, and Control the SEL-710

- Save engineering time while keeping flexibility. Communicate with the SEL-710 through any ASCII terminal, or use the acSELEATOR QuickSet graphical user interface.
- Develop settings offline with a menu-driven interface and completely documented help screens. Speed installation by copying existing settings files and modifying application-specific items. Interface supports Windows operating systems.
- Simplify the settings procedure with rules-based architecture to automatically check interrelated settings. Out-of-range or conflicting settings are highlighted for correction.
- Transfer settings files by using a PC communications link with the SEL-710.



acSELEATOR QuickSet settings window.

## Fault Reporting and Troubleshooting

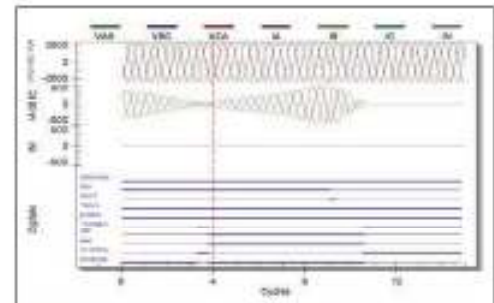
### Sequential Events Recorder (SER)

The SEL-710 tracks the pickup and dropout of protection elements, control inputs, and contact outputs. The date and time of each transition are available in an SER report. This chronological report helps you determine the order and cause of events and assists in troubleshooting and root-cause analysis.

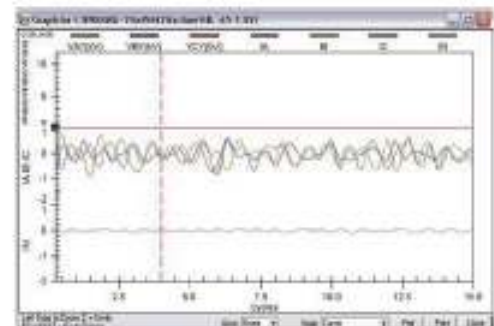
### Event and Motor-Start Reports

The SEL-710 captures a 15-cycle or a 64-cycle event report and creates an event summary each time the relay trips in response to programmable conditions. View the summary using the front-panel LCD or by connecting to a computer. Event summaries contain useful data about relay trips.

- Event number, date, and time
- Trip type
- Magnitudes of the phase, neutral, and residual currents
- Magnitudes of the phase-to-phase or phase-to-neutral voltages

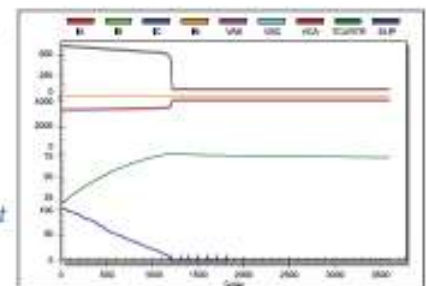


SEL-710 time-synchronized event report.



Event report oscillogram.

Easily troubleshoot motor starting problems with the industry's only complete graphical motor start report included in acSELEATOR QuickSet for the SEL-710.



## Motor Thermal Overload Protection

The SEL-710 provides locked rotor, running overload, and negative-sequence current unbalance protection using the AccuTrack Thermal Model. The SEL-710 accurately tracks the heating effects of load current and current unbalance during the motor's operating conditions (starting and running).



*Thermal capacity is affected by positive-sequence heating, negative-sequence heating, and motor cooling.*

Motor heating depends on current and resistance. Accurately measuring current and calculating the changing resistance result in the most accurate thermal model available. Monitor and track the thermal capacity used (% TCU) with the SEL-710.

### Fast Current Differential Protection

Differential element supports two types of current transformer connection, three flux-balancing CTs or six CTs externally connected in summing arrangement.

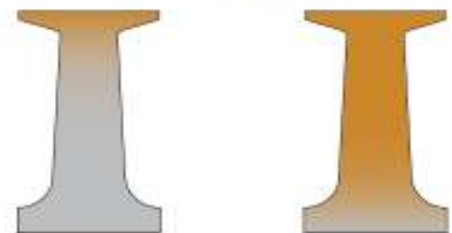
## Thermal Model Elements

The SEL-710 AccuTrack Thermal Models replicate heating and cooling characteristics of the rotor and stator simultaneously. A rotor thermal model provides starting protection, which incorporates the slip-dependent positive- and negative-sequence rotor resistances to accurately track rotor temperature. A separate stator thermal model provides overload protection. The models calculate rotor and stator temperatures in real time, and trip is asserted if either the rotor or stator thermal limit is exceeded.

### Current Distribution in the Rotor Bar

As the motor starts, the rotor resistance and heating decrease. The SEL-710 accurately accounts for this change. This translates into the locked-rotor-resistance value of about three times the resistance at running. This solves the high-inertia starting problem and minimizes the time between starts.

*Rotor Bar Cross Section*



*Starting slip = 1  
Line freq. = 60 Hz*

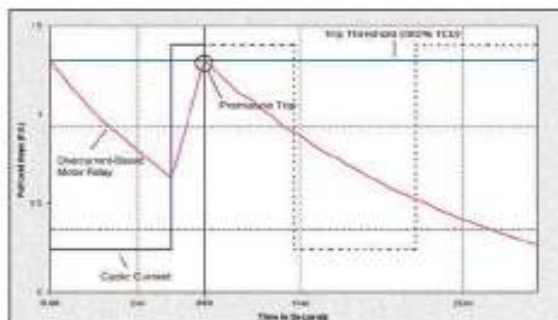
*Operating slip = 0.03  
Slip freq. = 1.8 Hz*

*The skin effect concentrates current near the rotor bar surface. At operating speed, the deep bar effect evenly distributes current, resulting in lower rotor resistance.*

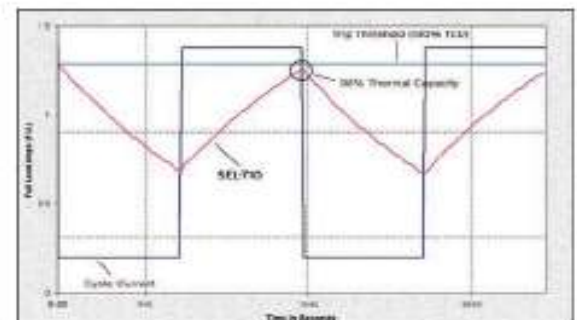
## Tracking Motor Temperature

The excellent motor temperature tracking capability of the SEL thermal overload model is demonstrated with motors driving cyclic overloads. Motor applications such as crushers and chippers can routinely and cyclically overload normal motor operating ratings. These cyclic overloads cause an ordinary overcurrent-based thermal

model relay to false-trip, causing unnecessary process downtime. Test data comparing actual motor measurements and the SEL thermal model show how the AccuTrack Thermal Model accurately tracks motor heating throughout the entire cycle of a cyclic overload condition.



*Overcurrent-based relay false trip.*



*SEL-710 showing proper operation.*



## Guideform Specifications

Motor protection shall be provided by a microprocessor-based relay equipped with the following protection, monitoring, control, automation, and reporting functions. Self-checking functions shall be included. Specific requirements are as follows:

### Protection

- Motor thermal overload model (49)
  - Provide integrated thermal protection for:
    - Locked rotor starts
    - Running overload
    - Current unbalance/negative-sequence current heating
    - Repeated or frequent starting
  - Process the stator and rotor models simultaneously
  - Support high-inertia starts (requires voltage option and full-load slip setting)
  - Settable or learned motor-stopped cooling time constant
  - Settable or learned starting thermal capacity
  - Ambient temperature biasing via external RTD input
- Phase, neutral, residual, and negative-sequence overcurrent elements (50P/50N/50G/50O)
- Phase, residual, and negative-sequence time-overcurrent elements (51P/51G/51O)
- Motor current differential (87)
- Current unbalance (46)
- Over- and underfrequency (81)
- Phase reversal (47)
- Load loss (undercurrent) (37)
- Load jam
- Antibackspin timer protection
- Starts-per-hour (notching or jogging device) (66)
- Minimum time between starts (66)
- Start motor timer
- Star-delta starting
- Two-speed motor protection
- Forward/reverse start protection
- Speed switch input (stall) (14)
- Breaker/contact failure
- Load control (current, TCU [thermal capacity used], power)

When voltage inputs are specified, the relay shall provide the following protection elements.

- Over- and undervoltage (59, 27)
- Underpower (37)
- Reactive power (VAR)
- Power factor (55)
- Voltage-based over- and underfrequency (81)
- Loss-of-potential (60)

### Temperature Inputs

- Availability of up to 12 RTD inputs in an external module (SEL-2600) or 10 RTD inputs with an internal card, which, when included, shall have the following features:
  - Optical fiber transmission of RTD temperatures using SEL-2600 to relay; range up to 1000 m
  - Separately field-selected RTD types: Pt100, Ni100, Ni200, or Cu100
  - Noise immunity (50 Hz and higher) on RTD inputs up to 1.4 Vac<sub>rms</sub>
  - One contact input (with SEL-2600)
- RTD inputs to the motor relay shall support the following:
  - Thermal overload model biasing
  - Temperature alarms and trips (49)
  - RTD open- or short-circuit indication
- Capability of one PTC (positive temperature coefficient) thermistor input (49)

### Automation

- 32 local control logic points, 32 remote control logic points, 32 latching logic points, 32 counters, 32 math variables, 32 logic variables, and 32 timers
- SELoc<sup>®</sup> control equations with Boolean and math equations capability for logic and control

### Communications/Integration

- SEL ASCII, Modbus<sup>®</sup> RTU, DeviceNet<sup>™</sup>, Telnet, FTP, Modbus TCP, and IEC 61850
- Digital relay-to-relay communications. The relay shall have eight transmit and eight receive logic elements for dedicated relay-to-relay communications. These elements shall be available for use in control logic.
- One front-panel EIA-232 port and one rear-panel EIA-232 or EIA-485 port, one fiber-optic serial port, and optional single or dual, copper or fiber-optic Ethernet port
- Capability for an additional rear-panel EIA-232 or EIA-485 port
- Windows<sup>®</sup>-based PC software for settings and report retrieval

### Front-Panel Visualization

- The front panel shall be capable of displaying measured values, calculated values, I/O status, device status, and configuration parameters on a front-panel LCD.
- The display shall have a rotating capability to show custom messages and data. 32 display messages shall be provided.
- The front panel shall also have a minimum of 6 user-programmable LEDs and 4 user-programmable pushbutton controls with 8 programmable LEDs.

### Monitoring and Reporting

- Motor start reports (up to five latest starts)
  - Start data, including currents, voltages (optional), calculated percent slip, and percent rotor thermal capacity used, are sampled at a settable rate for 720 data sets during the motor start
- Motor start trends
  - Starting time, maximum start current, minimum start voltage (optional), and maximum start percent rotor thermal capacity used averages for each of the past 18 months, together with number of starts in each month
- Load-profile monitoring
  - Provide periodic snapshot (selectable rate from every 5 to 60 minutes) of up to 17 selectable analog quantities
- Motor operating statistics
  - Starts, time-running, peak/average data, and trip/alarm counters
- Event summaries
  - Fault type and trip data, including time of tripping
- Event reports
  - 15-cycle length (up to 19 reports) or 64-cycle length (up to 4 reports) with 16 samples/cycle resolution
- Sequential Events Recorder (SER)
  - Up to 1024 time-tagged, most recent input, output, and element transitions
- Data stored in nonvolatile, flash memory

### Hardware

- Operating temperature range of -40° to +85°C (-40° to +185°F)
- Power supply voltage range of 24-48 Vdc, 110-250 Vdc, or 110-230 Vac
- Demodulated IRIG-B time-synchronization input or PTC input capability
- Optional 10 internal RTD inputs or 12 external RTD inputs
- 5 A or 1 A, ac current inputs IA, IB, IC, and IN with optional 2.5 mA IN input
- 300 V maximum, 3 ac voltage inputs and 3 phase motor current differential inputs
- Flexible, configurable I/O, including digital I/O and analog I/O
  - Electromechanical or fast, high-current interrupting (optional) digital outputs
  - Optoisolated digital inputs
  - Jumper-selectable current (up to ±20 mA range) or voltage (up to ±10 V range) analog inputs
  - Jumper-selectable current (up to ±20 mA range) or voltage (up to ±10 V range) analog outputs
- Relay front panel shall meet the requirements of NEMA 12/IP65
- Optional conformally coated circuit boards
- Approved for Class 1, Division 2 hazardous locations



## Specifications

### General

#### AC Current Input

$I_{in}$	= 5 A	= 1 A	= 2.5 mA
Rated Range	0.1–96.0 A	0.02–19.20 A	0.125–12.5 mA
Continuous Thermal Rating (1 Second Thermal)	15 A	7.5 A	15 A
Rated Frequency	50/60 ±5 Hz	50/60 ±5 Hz	50/60 ±5 Hz
Load (per phase)	<0.1 VA	<0.81 VA	<0.1 mW

Note:  $I_{in}$  = 1 A, 5 A, or 2.5 mA (high-sensitivity) secondary, depending on model

Measurement Category II

#### Current Differential

$I_{in}$	= 1–5 A
Rated Range	0.02–0.0 A
Continuous Thermal Rating (1 Second Thermal)	15 A
Rated Frequency	50/60 ±5 Hz
Load (per phase)	<0.01 VA @ 5 A

#### AC Voltage Inputs

Rated Operating Voltage (U <sub>1</sub> )	100–250 Vac
Rated Continuous Voltage	300 Vac
10 Second Thermal	400 Vac
Rated Frequency	50/60 ±5 Hz
Load	<0.1 VA

#### Power Supply

Rated Supply Voltage	110–230 Vac, 24–48 Vdc, 110–250 Vdc
Input Voltage Range	85–254 Vac, 19.2–52.8 Vdc, 85–275 Vdc
Frequency	50/60 ±5 Hz
Power Consumption	<40 VA (ac), <20 W (dc)
Intermittent	50 ms @ 120 Vac/Vdc, 100 ms @ 250 Vac/Vdc

#### Output Contacts

##### General

MTBF is Form C Trip Output; all other outputs are Form A	
Dielectric Test Voltage	2000 Vac
Impulse Withstand Voltage (U <sub>imp</sub> )	4000 V
Median of Durability	10,000 no-load operations
Pickup/Dropout Time	≤8 ms (30 energization to contact closure)

##### DC Output Ratings

Rated Operational Voltage	250 Vdc
Rated Voltage Range	19.2 ... 275 Vdc
Rated Insulation Voltage	300 Vac
Make	30 A @ 250 Vdc per IEEE C37.50
Continuous Carry	6 A @ +70°C, 4 A @ +85°C
Thermal	50 A for 1 s
Contact Protection	360 Vdc, 43 J MOV protection across open contacts
Breaking Capacity (10,000 operations per IEC 60255-0-20:1974)	
24 Vdc	0.75 A, L/R = 43 ms
48 Vdc	0.50 A, L/R = 40 ms
95 Vdc	0.30 A, L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A, L/R = 40 ms
Cyclic (25 cycles/second) per IEC 60255-0-20:1974	
24 Vdc	0.75 A, L/R = 43 ms
48 Vdc	0.50 A, L/R = 40 ms
95 Vdc	0.30 A, L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A, L/R = 40 ms

##### AC Output Ratings

Maximum Operational Voltage (U <sub>1</sub> ) Rating	250 Vac
Insulation Voltage (U <sub>2</sub> ) Rating (according to IEC 61010-1)	300 Vac
Utilization Category	AC-15 (control of electromagnetic loads >72 W)
Contact Rating Designation	B30C (3 = 5 A, 300 = rated insulation voltage)
Voltage Protection Across Open Contacts	270 Vac, 40 J
Rated Operational Current (I <sub>1</sub> )	3 A @ 120 Vac; 1.5 A @ 240 Vac

#### Conventional Enclosed Thermal

Current (I <sub>1</sub> ) Rating	5 A
Rated Frequency	50/60 ±5 Hz
Electrical Durability Make (A Rating)	3600 VA
Electrical Durability Break (A Rating)	360 VA

#### Fast Hybrid (high-speed, high-current interrupting outputs)

Make	30 A per IEEE C37.50
Continuous Carry	6 A @ +70°C, 4 A @ +85°C
Thermal	50 A for 1 s
MOV Protection	250 Vac/250 Vdc (maximum voltage)
Pickup Time	<50 → s, resistive load
Dropout Time	8 ms, resistive load

#### Breaking Capacity (1000 operations)

48 Vdc	10.0 A, L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A, L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A, L/R = 20 ms

#### Cyclic Capacity (4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation)

48 Vdc	10.0 A, L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A, L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A, L/R = 20 ms

Note: Per IEC 60255-0-20:1974, using the specified method of assessment

Note: Make rating per IEEE C37.50-1995

#### Optoisolated Control Inputs

##### When used with dc control signals

250 V	On for 200–275 Vdc; off below 150 Vdc
228 V	On for 176–242 Vdc; off below 82 Vdc
125 V	On for 131–139.5 Vdc; off below 75 Vdc
110 V	On for 88–121 Vdc; off below 64 Vdc
48 V	On for 38.4–52.8 Vdc; off below 28.8 Vdc
24 V	On for 15–38 Vdc; off for <5 Vdc

##### When used with ac control signals

250 V	On for 170.6–300 Vac; off below 106 Vac
228 V	On for 150.2–264 Vac; off below 93.3 Vac
125 V	On for 85–95 Vac; off below 53 Vac
90 V	On for 75.1–132 Vac; off below 46.6 Vac
48 V	On for 32.8–60 Vac; off below 20.3 Vac
24 V	On for 14–27 Vac; off below 5 Vac

##### Current Draw at Nominal DC Voltage

2 mA (at 220–250 V); 4 mA (at 48–125 V); 10 mA (at 24 V)
--

##### Rated Impulse Withstand Voltage (U<sub>imp</sub>)

4000 V
--------

#### Analog Output (optional)

	700	400
Current	4–28 mA	+20 mA
Voltage	–	±10 V
Load at 1 mA	–	0–15 Ω
Load at 20 mA	0–300 Ω	0–750 Ω
Load at 10 V	–	>2000 Ω
Refresh Rate	100 ms	
Error	±1.0%, full scale	

Select from analog quantities available in the relay.

#### Analog Inputs

Maximum Input Range	±20 mA +10 V
Input Impedance	200 Ω (current mode) >10 kΩ (voltage mode)

#### Accuracy at +25°C

With User Calibration	0.350% of ±20 mA (current mode) 0.325% of ±10 V (voltage mode)
Without User Calibration	0.350% of ±20 mA (current mode) 0.25% of ±10 V (voltage mode)

Accuracy Variation With Temperature ±0.05% per °C of full scale (±20 mA or ±10 V)

## Specifications (Continued)

### Frequency and Phase Rotation

System Frequency	50, 60 Hz
Phase Rotation	ABC, ACB
Frequency Tracking	20–70 Hz

### Time-Code Input

Format	Demodulated IRIG-B
On (1) State	$V_{in} \geq 2.2 \text{ V}$
Off (0) State	$V_{in} \leq 0.8 \text{ V}$
Input Impedance	2 k $\Omega$
Accuracy	Relay time is synchronized to within $\pm 5 \text{ ms}$ of time-source input.

### Communications Ports

Standard EIA-232 (2 ports)	
Location	Front Panel, Rear Panel
Data Speed	300–38400 bps

EIA-485 Port (optional)	
Location	Rear Panel
Data Speed	300–19200 bps

Ethernet Port (optional)	
Single/Dual 10/100BASE-T copper (RJ-45 connector)	
Single/Dual 100BASE-FX (LC connector)	

Multimode Fiber-Optic Serial Port (optional)	
Laser/LED	Class 1 LED, complies with IEC 60825-1:1993 + A1:1997 + A2:2001

Optional Communications Cards	
Option 1	EIA-232 or EIA-485 communications card
Option 2	DeviceNet communications card

### Fiber-Optic Ports Characteristics

Port 1 (or 1A, 1B)	Ethernet
Wavelength	1300 nm
Optical Connector Type	LC
Fiber Type	Multimode
Link Budget	16.1 dB
Typical TX Power	-15.7 dBm
RX Min. Sensitivity	-31.8 dBm
Fiber Size	62.5/125 $\mu\text{m}$
Approximate Range	~6.4 Km
Data Rate	100 Mb
Typical Fiber Attenuation	-2 dB/Km

Port 2 Serial	
Wavelength	820 nm
Optical Connector Type	ST
Fiber Type	Multimode
Link Budget	8 dB
Typical TX Power	-16 dBm
RX Min. Sensitivity	-24 dBm
Fiber Size	62.5/125 $\mu\text{m}$
Approximate Range	~1 Km
Data Rate	5 Mb
Typical Fiber Attenuation	-4 dB/Km

### Communications Protocols

SEL, Modbus, FTP, TCP/IP, Telnet, IEC 61850, MIRRORED BITS, and DeviceNet

### Operating Temperature

IEC Performance Rating (per IEC/EN 60068-2-1 and 60068-2-2)	-40° to +85°C (-40° to +185°F)
UL/CSA Safety Rating	+70°C (+158°F) maximum
DeviceNet Communications Card Rating	+60°C (+140°F) maximum

### Operating Environment

Pollution Degree	2
Overvoltage Category	II
Atmospheric Pressure	80–110 kPa
Relative Humidity	5–95%, noncondensing
Maximum Altitude	2000 m

### Dimensions

144.0 mm W x 192.0 mm H x 147.4 mm D (5.67 in x 7.56 in x 5.80 in)

### Weight

2.0 kg (4.4 lbs)

### Terminal Connections

Current Inputs Terminal Block Tightening Torque	
Minimum	0.9 Nm (8 in-lb)
Maximum	1.4 Nm (12 in-lb)
Compression Plug Tightening Torque	
Minimum	0.5 Nm (4.4 in-lb)
Maximum	1.0 Nm (8.8 in-lb)

### Certifications

ISO	Relay is designed and manufactured using ISO 9001:2000 certified quality program.
UL/CSA	UL 61010-1 and C22.2 No. 61010-1 Class 1, Division 2
CE	CE Mark-EMC Directive; Low Voltage Directive, EN 61010-1:2001, EN 60947-1, EN 60947-4-1, and EN 60947-5-1

### Processing Specifications

AC Voltage and Current Inputs	16 samples per power system cycle
Frequency Tracking Range	20–70 Hz
Digital Filtering	One-cycle cosine after low-pass analog filtering. Net filtering (analog plus digital) rejects dc and all harmonics greater than the fundamental.
Protection and Control Processing	4 times per power system cycle; math variables are processed every 100 ms.

### Type Tests

#### Environmental Tests

Enclosure Protection	IEC 60529:2001, IP65 enclosed in panel, IP20 for terminals
Vibration Resistance	IEC 60068-2-6:1995, 3 G, 10–150 Hz; IEC 60255-21-1:1988, Class 1; IEC 60255-21-3:1993, Class 2
Shock Resistance	IEC 60255-21-2:1988, Class 1
Cold	IEC 60068-2-1:1990, -40°C, 16 hours
Damp Heat, Steady State	IEC 60068-2-78:2001, -40°C, 93% relative humidity, 4 days
Damp Heat, Cyclic	IEC 60068-2-30:1980, +25° to +55°C, 6 cycles, 95% relative humidity
Dry Heat	IEC 60068-2-2:1993, +85°C, 16 hours

#### Dielectric Strength and Impulse Tests

Dielectric (HIPOT)	IEC 60255-5:2000; IEEE C37.90-1989, 2.5 kV <sub>ac</sub> on current inputs, 2.0 kV <sub>ac</sub> on ac voltage inputs, contact I/O, 1.0 kV <sub>ac</sub> on PTC input and analog output, 2.83 kV <sub>dc</sub> on power supply
Impulse	IEC 60255-5:2000, 0.5 J, 4.7 kV on power supply, contact I/O, ac current and voltage inputs; 0.5 J, 530 V on PTC and analog output

#### RFI and Interference Tests

EMC Immunity	
Electrostatic Discharge Immunity	IEC 61000-4-2:2001, Severity Level 4, 8 kV contact discharge, 15 kV air discharge
Radiated RF Immunity	IEC 61000-4-3:2002, 10 V/m; IEEE C37.90.2-1995, 35 V/m
Fast Transient, Burst Immunity	IEC 61000-4-4:2001, 4 kV at 2.5 kHz, 2 kV at 5.0 kHz for communications ports; IEEE C37.90.1-1989, 5 kV
Surge Immunity	IEC 61000-4-5:2001, 2 kV line-to-line, 4 kV line-to-earth
Surge Withstand Capability Immunity	IEC 60255-22-1:1988, 2.5 kV common mode, 2.5 kV differential mode, 1 kV common mode on communications ports; IEEE C37.90.1:1989, 3 kV oscillatory, 5 kV fast transient
Conducted RF Immunity	IEC 61000-4-6:2003, 10 Vrms
Magnetic Field Immunity	IEC 61000-4-8:2001, 1000 A/m for 3 seconds, 100 A/m for 1 minute

#### EMC Emissions

Conducted Emissions	EN 55011:1998, Class A
Radiated Emissions	EN 55011:1998, Class A

#### Electromagnetic Compatibility

Product Specific	EN 50263:1999
------------------	---------------

## Specifications (Continued)

### Relay Elements

#### Thermal Overload (49)

Full-Load Current (FLA) Limits	0.2–5000.0 A primary (limited to 20–160% of CT rating)
Locked Rotor Current	(2.5–12.0) • FLA
Hot Locked Rotor Time	1.3–600.0 seconds
Service Factor	1.3/1.38
Accuracy	5% ±25 ms at multiples of FLA >2 (calc curve method)

#### PTC Thermistor Overtemperature (49P)

Type of Control Unit	Mark A
Maximum Number of Thermistors	4 in series connection

#### Undercurrent (Load Loss) (37)

Setting Range	Off (3.0–1.00) • FLA
Accuracy	±5% of setting ±0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary

#### Current Unbalance and Phase Loss (46)

Setting Range	Off, 5–80%
Accuracy	±18% of setting ±0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary

#### Overcurrent (Load Jam)

Setting Range	Off (1.00–0.00) • FLA
Accuracy	+5% of setting +0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary

#### Short Circuit (50P)

Setting Range	Off (3.0–20.00) • FLA
Accuracy	±5% of setting ±0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary

#### Calculated Ground Fault (50G)

Setting Range	Off (3.0–20.00) • FLA
Accuracy	±5% of setting ±0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary

#### Measured Ground Fault (50M)

Setting Range	Off, 0.0–600 A or 0.0–85 A primary
Accuracy	±5% of setting ±0.01 A secondary

#### Inverse-Time Overcurrent (5IP, 5IC, 5IO)

Pickup Setting Range, A Secondary:	
5A models	Off, 0.50–10.00 A, 0.01 A steps
1A models	Off, 0.30–2.00 A, 0.01 A steps
Accuracy	±5% of setting ±0.02 • I <sub>nom</sub> A secondary (steady state pickup)
Time (s)	
US	0.50–15.00, 0.01 steps
IEC	0.05–1.00, 0.01 steps
Accuracy	±15 cycles, ±4% between 2 and 30 multiples of pickup (rated range of current)

#### Current Differential Protection (87)

Setting Range	Off, 0.05–8.00 A secondary
Accuracy	±5% of setting ±0.02 A secondary

#### Undervoltage (27)

Setting Range	Off (3.63–3.00) • V <sub>nom</sub>
Accuracy	±5% of setting ±2 V

#### Overvoltage (59)

Setting Range	Off (1.00–1.20) • V <sub>nom</sub>
Accuracy	±5% of setting ±2 V

#### Underpower (37)

Setting Range	Off 1–25000 MW primary
Accuracy	±3% of setting ±5 W secondary

#### Reactive Power (VAR)

Setting Range	Off 1–25000 MVAR primary
Accuracy	±3% of setting ±5 MVAR secondary

#### Power Factor (55)

Setting Range	Off, 0.95–0.99
Accuracy	±5% of full scale for current ≥0.5 • FLA

#### Frequency (48)

Setting Range	Off 28.8–70.0 Hz
Accuracy	±0.1 Hz

### Timers

Setting Range	See SEL 710 Settings Sheets
Accuracy	±0.5% of setting ±94 cycle

#### RTD Protection (49R)

Setting Range	Off, +1 to +250°C
Accuracy	±2%
RTD Open-Circuit Detection	>+250°C
RTD Short-Circuit Detection	<–50°C
RTD Types	PT100, NI100, NI200, Cu10
RTD Lead Resistance	25 ohm max. per lead
Lead Length	<10 m to meet IEC 60255-22-1 and IEC 60255-22-5, otherwise 25 ohm max. per lead
Update Rate	<1 s
Noise Immunity on RTD Inputs	Up to 14 Vdc (peak) at 50 Hz or greater frequency

#### Phase Reversal (47)

### Metering

Accuracies are specified at +20°C, nominal frequency, ac currents within (FLA–20.0) • I<sub>nom</sub> A secondary, and ac voltages within 50–250 V secondary unless otherwise noted.

Wcthr Phase Currents	±2% of reading, ±2°
3-Phase Average Motor Current	±2% of reading
3-Phase Average Motor Load (%FLA)	±2% of reading
Current Unbalance (%)	±2% of reading
IG (Residual Current)	±2% of reading, ±2°
IN (Neutral Current)	±2% of reading, ±2°
3Ø Negative-Sequence Current	±3% of reading
System Frequency	±0.1 Hz of reading for frequencies within 20–70 Hz
Thermal Capacity	±8% 300 s time to trip ±1 second
Slip	±5% slip for 100% >speed >+4%, ±10% slip for 40% >speed >+8%
Line-to-Line Voltages	
3-Phase Average Line-to-Line Voltage	±2% of reading for voltages within 24–264 V
Line-to-Ground Voltages	±2% of reading, ±1° for voltages within 24–264 V
3-Phase Average Line-to-Ground Voltages	
Voltage Unbalance (%)	±2% of reading for voltages within 24–264 V
3Ø Negative-Sequence Voltage	±2% of reading for voltages within 24–264 V
Real 3-Phase Power (kW)	±5% of reading for 0.00–0.1–1.00
Reactive 3-Phase Power (kVAR)	±5% of reading for 0.00–0.1–0.90
Apparent 3-Phase Power (kVA)	±2% of reading
Power Factor	±2% of reading
Real 3-Phase Energy (out of bus) (MWh3Ø)	±5% of reading for 0.00–0.1–1.00
Reactive 3-Phase Energy (in/out of bus) (MVarh3Ø)	±5% of reading for 0.00–0.1–0.90
Reactive 3-Phase Energy (out of bus) (MVarh3Ø)	±5% of reading for 0.00–0.1–0.90
Apparent 3-Phase Energy (out of bus) (MVAh3Ø)	±2% of reading
RTD Temperatures	±2%

## Mounting Options

### Retrofit Replacement Kits

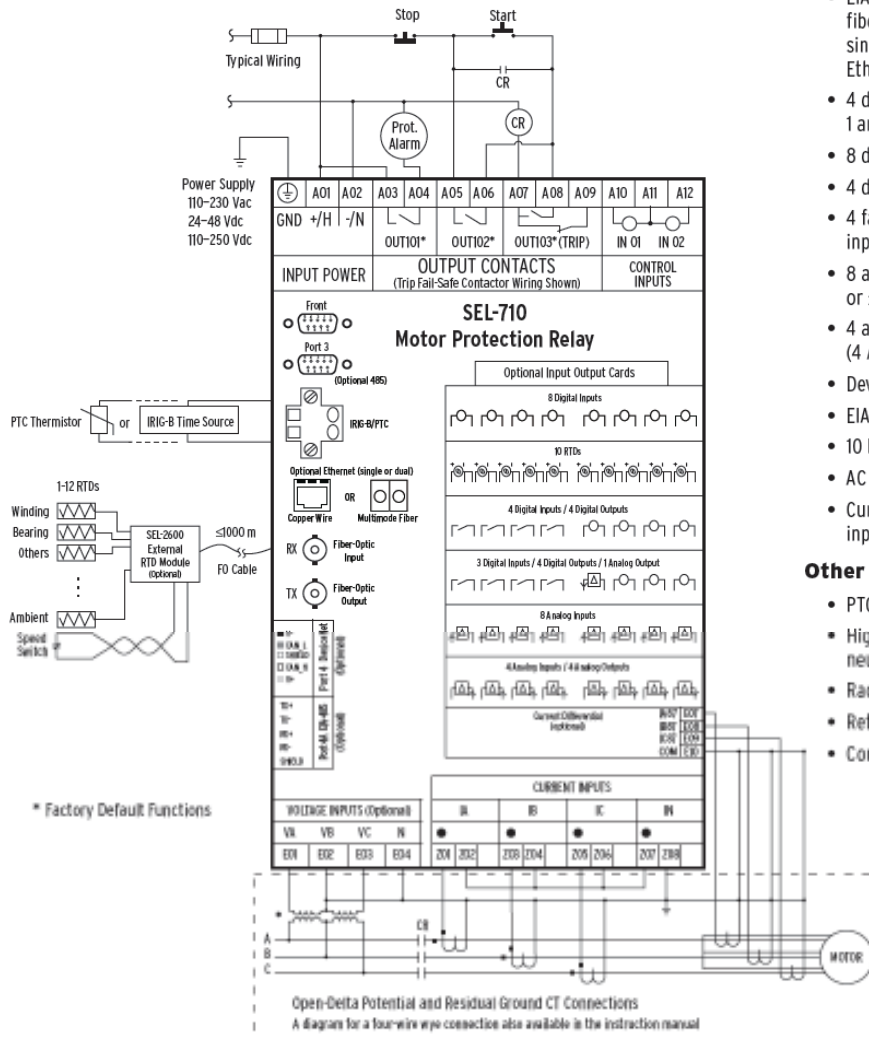
Replace existing motor relays with SEL-710 direct replacement kits. These kits provide everything needed to replace many other manufacturers' motor protection relays with the SEL-710.

- GE 469—SEL-710 kit 915900055
- GE 369—SEL-710 kit 915900054
- GE 269—SEL-710 kit 915900054
- Cutler-Hammer MP-3000—SEL-710 kit 915900057

Other mounting kit options are available.



# SEL-710 Motor Protection Relay



## Card Options

- EIA-232 front, EIA-232 or EIA-485 rear, fiber-optic serial port multimode (ST®), single/dual 10/100BASE-T or 100BASE-FX Ethernet port
- 4 digital outputs, 3 digital inputs, 1 analog output (4-20 mA)
- 8 digital inputs
- 4 digital outputs, 4 digital inputs
- 4 fast hybrid digital outputs, 4 digital inputs
- 8 analog inputs (8 AI) (up to ±10 V or ±20 mA)
- 4 analog inputs, 4 analog outputs (4 AI/4 AO) (up to ±10 V or ±20 mA)
- DeviceNet communications
- EIA-232/EIA-485 serial communications
- 10 RTD inputs
- AC voltage inputs
- Current differential includes ac voltage inputs

## Other Options

- PTC or IRIG-B input
- High-sensitivity (2.5 mA) neutral-current input
- Rack-mounting plates
- Retrofit-mounting kits
- Conformal coating

For more details on motor thermal models, download the technical paper "Tutorial: From the Steinmetz Model to the Protection of High-Inertia Drive Motors," by Stanley E. Zocholl, at [www.selinc.com/techpprs.htm](http://www.selinc.com/techpprs.htm).



Pullman, Washington USA  
Tel: +1.509.332.1890 • Fax: +1.509.332.7990 • [www.selinc.com](http://www.selinc.com) • [info@selinc.com](mailto:info@selinc.com)

© 2006-2009 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. PF0028 - 21890-00



# ANEXO 4

## ANEXO 5

HOJA DE DATOS

CARACTERISTICA

SIPROTEC 4-7 UM621



# SIPROTEC 4 7UM62

## Multifunction Generator, Motor and Transformer Protection Relay



Fig. 11/35 SIPROTEC 4 7UM62 multifunction protection relay for generators, motors and transformers

### Description

The SIPROTEC 4 7UM62 protection relays can do more than just protect. They also offer numerous additional functions. Be it earth faults, short-circuits, overloads, overvoltage, overfrequency or underfrequency asynchronous conditions, protection relays assure continued operation of power stations. The SIPROTEC 4 7UM62 protection relay is a compact unit which has been specially developed and designed for the protection of small, medium-sized and large generators. They integrate all the necessary protection functions and are particularly suited for the protection of:

- Hydro and pumped-storage generators
- Co-generation stations
- Private power stations using regenerative energy sources such as wind or biogases
- Diesel generator stations
- Gas-turbine power stations
- Industrial power stations
- Conventional steam power stations.

The SIPROTEC 4 7UM62 includes all necessary protection functions for large synchronous and asynchronous motors and for transformers.

The integrated programmable logic functions (continuous function chart CFC) offer the user high flexibility so that

adjustments can easily be made to the varying power station requirements on the basis of special system conditions. The flexible communication interfaces are open for modern communication architectures with the control system.

The following basic functions are available for all versions:

Current differential protection for generators, motors and transformers, stator earth-fault protection, sensitive earth-fault protection, stator overload protection, overcurrent-time protection (either definite time or inverse time), definite-time overcurrent protection with directionality, undervoltage and overvoltage protection, underfrequency and overfrequency protection, overexcitation and underexcitation protection, external trip coupling, forward-power and reverse-power protection, negative-sequence protection, breaker failure protection, rotor earth-faults protection ( $f_0$  R-measuring), motor starting time supervision and restart inhibit for motors.

### Function overview

#### Standard version

Scope of basic version plus:

- Inadvertent energization protection
- 100 %-stator earth-fault protection with 3<sup>rd</sup> harmonic
- Impedance protection

#### Full version

Scope of standard version plus:

- DC voltage protection
- Overcurrent protection during start-ups
- Earth-current differential protection
- Out-of-step protection

#### Additional version

Available for each version:

- Sensitive rotor earth-fault protection (1-3 Hz method)
- Stator earth-fault protection with 20 Hz voltage
- Rate-of-frequency-change protection
- Vector jump supervision

#### Monitoring function

- Trip-circuit supervision
- Fuse failure monitor
- Operational measured values  $V, I, f, \dots$
- Energy metering values  $W_p, W_i$
- Time metering of operating hours
- Self-supervision of relay
- 8 oscillographic fault records

#### Communication interfaces

- System interface
  - IEC 61850 protocol
  - IEC 60870-5-103 protocol
  - PROFIBUS-DP
  - MODBUS RTU
  - DNP 3.0

#### Hardware

- Analog inputs
- 8 current transformers
- 4 voltage transformers
- 7/15 binary inputs
- 12/20 output relays

#### Front design

- User-friendly local operation
- 7/14 LEDs for local alarm
- Function keys
- Graphic display with 7UM623



### Application

The 7UM6 protection relays of the SIPROTEC 4 family are compact multi-function units which have been developed for small to medium-sized power generation plants. They incorporate all the necessary protective functions and are especially suitable for the protection of:

- Hydro and pumped-storage generators
- Co-generation stations
- Private power stations using regenerative energy sources such as wind or biogases
- Power generation with diesel generators
- Gas turbine power stations
- Industrial power stations
- Conventional steam power stations.

They can also be employed for protection of motors and transformers.

The numerous other additional functions assist the user in ensuring cost-effective system management and reliable power supply. Measured values display current operating conditions. Stored status indications and fault recording provide assistance in fault diagnosis not only in the event of a disturbance in generator operation.

Combination of the units makes it possible to implement effective redundancy concepts.

### Protection functions

Numerous protection functions are necessary for reliable protection of electrical machines. Their extent and combination are determined by a variety of factors, such as machine size, mode of operation, plant configuration, availability requirements, experience and design philosophy.

This results in multifunctionality, which is implemented in outstanding fashion by numerical technology.

In order to satisfy differing requirements, the combination of functions is scalable (see Table 11/3). Selection is facilitated by division into five groups.

### Generator Basic

One application concentrates on small and medium generators for which differential protection is required. The function mix is also suitable as backup protection. Protection of synchronous motors is a further application.

### Generator Standard

In the case of medium-size generators (10 to 100 MVA) in a unit connection, this scope of functions offers all necessary protection functions. Besides inadvertent energization protection, it also includes powerful backup protection for the transformer or the power system. The scope of protection is also suitable for units in the second protection group.

### Generator Full

Here, all protection functions are available and the main application focuses on large block units (more than 100 MVA). The function mix includes all necessary protection functions for the generator as well as backup protection for the block transformer including the power system. Additional functions such as protection during start-up for generators with starting converters are also included.

The scope of functions can be used for the second protection group, and functions that are not used, can be masked out.

### Asynchronous motor

Besides differential protection, this function package includes all protection functions needed to protect large asynchronous motors (more than 1 MVA). Stator and bearing temperatures are measured by a separate thermo-box and are transmitted serially to the protection unit for evaluation.

### Transformer

This scope of functions not only includes differential and overcurrent protection, but also a number of protection functions that permit monitoring of voltage and frequency stress, for instance. The reverse-power protection can be used for energy recovery monitoring of parallel-connected transformers.

### Construction

The SIPROTEC 4 units have a uniform design and a degree of functionality which represents a whole new quality in protection and control.

Local operation has been designed according to ergonomic criteria. Large, easy-to-read displays were a major design aim. The 7UM623 is equipped with a graphic display thus providing and depicting more information especially in industrial applications. The DIGSI 4 operating program considerably simplifies planning and engineering and reduces commissioning times.

The 7UM621 and 7UM623 are configured in 1/2 19 inches width. This means that the units of previous models can be replaced. The height throughout all housing width increments is 243 mm.

All wires are connected directly or by means of ring-type cable lugs. Alternatively, versions with plug-in terminals are also available. These permit the use of prefabricated cable harnesses.

In the case of panel surface mounting, the connecting terminals are in the form of screw-type terminals at top and bottom. The communication interfaces are also arranged on the same sides.



Fig. 11/36  
Rear view with wiring terminal safety cover and serial interface

Protection functions

Protection functions	Abbreviation	ANSI No.	Generator Basic	Generator Standard	Generator Full	Motor Asynchronous	Transformer
Current differential protection	$\Delta I$	87G/87T/87M	X	X	X	X	X
Stator earth-fault protection non-directional, directional	$V_0 >, 3I_0 >$ $\backslash (V_0, 3I_0)$	59N, 64G 67G	X	X	X	X	X
Sensitive earth-fault protection (also rotor earth-fault protection)	$I_{EE} >$	50/51GN (64R)	X	X	X	X	X
Sensitive earth-fault prot. B (e.g. shaft current prot.)	$I_{EE-B} > I_{EE-B} <$	51GN	X	X	X	X	X
Stator overload protection	$I^2 t$	49	X	X	X	X	X
Definite-time overcurrent prot. with undervolt. seal-in	$I > + V <$	51	X	X	X	X	X
Definite-time overcurrent protection, directional	$I >>, \text{Direc.}$	50/51/67	X	X	X	X	X
Inverse-time overcurrent protection	$t = f(I) + V <$	51V	X	X	X	X	X
Overvoltage protection	$V >$	59	X	X	X	X	X
Undervoltage protection	$V <, t = f(V)$	27	X	X	X	X	X
Frequency protection	$f <, f >$	81	X	X	X	X	X
Reverse-power protection	$-P$	32R	X	X	X	X	X
Overexcitation protection (Volt/Hertz)	$V/f$	24	X	X	X	X	X
Fuse failure monitor	$V_2/V_1, I_2/I_1$	60FL	X	X	X	X	X
External trip coupling	Incoup.		4	4	4	4	4
Trip circuit supervision	T.C.S.	74TC	X	X	X	X	X
Forward-power protection	$P >, P <$	32F	X	X	X	X	X
Underexcitation protection (loss-of-field protection)	$1/x_d$	40	X	X	X		
Negative-sequence protection	$I_2 >, t = f(I_2)$	46	X	X	X	X	
Breaker failure protection	$I_{min} >$	50BF	X	X	X	X	X
Motor starting time supervision	$I_{start}^2 t$	48	X	X	X	X	
Restart inhibit for motors	$I^2 t$	66, 49 Rotor	X	X	X	X	
Rotor earth-fault protection ( $f_n$ , R-measuring)	$R <$	64R ( $f_n$ )	X	X	X		
Inadvertent energization protection	$I >, V <$	50/27		X	X		
100 % stator earth-fault protection with 3 <sup>rd</sup> harmonics	$V_0$ (3rd harm.)	59TN, 27TN 3 <sup>rd</sup> h		X	X		
Impedance protection with ( $I > + V <$ ) pickup	$Z <$	21		X	X		
Interturn protection	$U_{Interturn} >$	59N(IT)		X	X		
DC voltage / DC current time protection	$V_{dc} >$ $I_{dc} >$	59N (DC) 51N (DC)			X		
Overcurrent protection during startup (for gas turbines)	$I >$	51			X		
Earth-current differential protection	$\Delta I_e$	87GN/TN	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>
Out-of-step protection	$\Delta Z/\Delta t$	78			X		
Rotor earth-fault protection (1-3 Hz square wave voltage)	$R_{REF} <$	64R (1-3 Hz)	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>		
100 % stator earth-fault protection with 20 Hz voltage	$R_{SEF} <$	64G (100 %)	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>		
Rate-of-frequency-change protection	$df/dt >$	81R	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>
Vector jump supervision (voltage)	$\Delta \varphi >$		X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>	X <sup>1)</sup>
Threshold supervision			X	X	X	X	X
Supervision of phase rotation	A, B, C	47	X	X	X	X	X
Undercurrent via CFC	$I <$	37	X	X	X	X	X
External temperature monitoring via serial interface	$\vartheta$ (Thermo-box)	38	X	X	X	X	X

Table 11/3 Scope of functions of the 7UM62

## Protection functions

Current differential protection  
(ANSI 87G, 87M, 87T)

This function provides undelayed short-circuit protection for generators, motors and transformers, and is based on the current differential protection principle (Kirchhoff's current law).

The differential and restraint (stabilization) current are calculated on the basis of the phase currents. Optimized digital filters reliably attenuate disturbances such as aperiodic component and harmonics. The high resolution of measured quantities permits recording of low differential currents (10 % of  $I_N$ ) and thus a very high sensitivity.

An adjustable restraint characteristic permits optimum adaptation to the conditions of the protected object. Software is used to correct the possible mismatch of the current transformers and the phase angle rotation through the transformer (vector group). Thanks to harmonic analysis of the differential current, inrush (second harmonic) and overexcitation (fifth harmonic) are reliably detected, and unwanted operation of the differential protection is prevented. The current of internal short-circuits is reliably measured by a fast measuring stage ( $I_{Diff} >>$ ), which operates with two mutually complementary measuring processes. An external short-circuit with transformer saturation is picked up by a saturation detector with time and status monitoring. It becomes active when the differential current ( $I_{Diff}$ ) moves out of the add-on restraint area.

If a motor is connected, this is detected by monitoring the restraint current and the restraint characteristic is briefly raised. This prevents false tripping in the event of unequal current transmission by the current transformers.

Figure 11/37 shows the restraint characteristic and various areas.

Earth-current differential protection  
(ANSI 87GN, 87TN)

The earth-current differential protection permits high sensitivity to single-pole faults. The zero currents are compared. On the one hand, the zero-sequence current is calculated on the basis of the phase currents and on the other hand, the earth current is measured directly at the star-point current transformer.

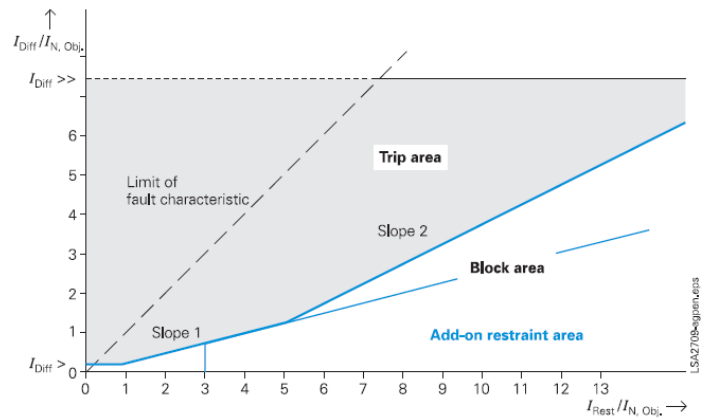


Fig. 11/37 Restraint characteristic of current differential protection

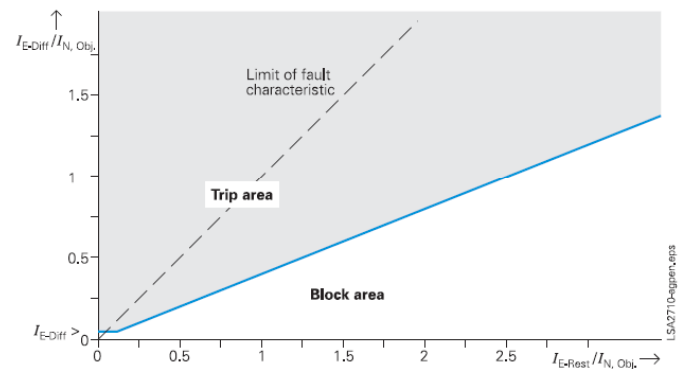


Fig. 11/38 Restraint characteristic of earth-current differential protection

The differential and restraint quantity is generated and fitted into the restraint characteristic (see Fig. 11/38).

DC components in particular are suppressed by means of specially dimensioned filters. A number of monitoring processes avoid unwanted operation in the event of external short-circuits. In the case of a sensitive setting, multiple measurement ensures the necessary reliability.

However, attention must be drawn to the fact that the sensitivity limits are determined by the current transformers.

The protection function is only used on generators when the neutral point is earthed with a low impedance. In the case of transformers, it is connected on the neutral side. Low impedance or solid earthing is also required.

## Protection functions

### Definite-time overcurrent protection $I>, I>>$ (ANSI 50, 51, 67)

This protection function comprises the short-circuit protection for the generator and also the backup protection for upstream devices such as transformers or power system protection.

An undervoltage stage at  $I>$  maintains the pickup when, during the fault, the current drops below the threshold. In the event of a voltage drop on the generator terminals, the static excitation system can no longer be sufficiently supplied. This is one reason for the decrease of the short-circuit current.

The  $I>>$  stage can be implemented as high-set instantaneous trip stage. With the integrated directional function it can be used as backup protection on the transformer high-voltage side. With the information of the directional element, impedance protection can be controlled via the CFC.

### Inverse-time overcurrent protection (ANSI 51V)

This function also comprises short-circuit and backup protection and is used for power system protection with current-dependent protection devices.

IEC and ANSI characteristics can be selected (Table 11/4).

The current function can be controlled by evaluating the generator terminal voltage.

The "controlled" version releases the sensitive set current stage.

With the "restraint" version, the pickup value of the current is lowered linearly with decreasing voltage.

The fuse failure monitor prevents unwanted operation.

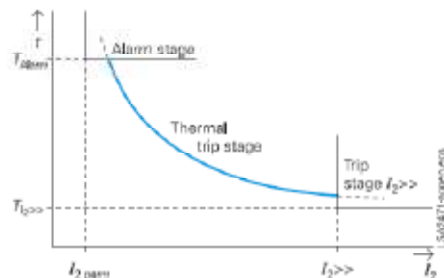


Fig. 11/39 Characteristic of negative-sequence protection

### Stator overload protection (ANSI 49)

The task of the overload protection is to protect the stator windings of generators and motors from high, continuous overload currents. All load variations are evaluated by a mathematical model. The thermal effect of the r.m.s. current value forms the basis of the calculation. This conforms to IEC 60255-8. In dependency of the current, the cooling time constant is automatically extended. If the ambient temperature or the temperature of the coolant are injected via a transducer (TD2) or PROFIBUS-DP, the model automatically adapts to the ambient conditions; otherwise a constant ambient temperature is assumed.

### Available inverse-time characteristics

Characteristics	ANSI	IEC 60255-3
Inverse	•	•
Moderately inverse	•	
Very inverse	•	•
Extremely inverse	•	•
Definite inverse	•	

Table 11/4

### Underexcitation protection (Loss-of-field protection) (ANSI 40)

Derived from the generator terminal voltage and current, the complex admittance is calculated and corresponds to the generator diagram scaled in per unit. This protection prevents damage due to loss of synchronism resulting from underexcitation. The protection function provides three characteristics for monitoring static and dynamic stability. Via a transducer, the excitation voltage (see Figure 11/54) can be injected and, in the event of failure, a swift reaction of the protection function can be achieved by timer changeover.

### Negative-sequence protection (ANSI 46)

Asymmetrical current loads in the three phases of a generator cause a temperature rise in the rotor because of the negative-sequence field produced.

This protection detects an asymmetrical load in three-phase generators. It functions on the basis of symmetrical components and evaluates the negative sequence of the phase currents. The thermal processes are taken into account in the algorithm and form the inverse characteristic. In addition, the negative sequence is evaluated by an independent stage (alarm and trip) which is supplemented by a time-delay element (see Figure 11/39). In the case of motors, the protection function is also used to monitor a phase failure.

The straight-line characteristics allow the protection to be optimally adapted to the generator diagram (see Figure 11/40). The per-unit-presentation of the diagram allows the setting values to be directly read out.

The positive-sequence systems of current and voltage are used to calculate the admittance. This ensures that the protection always operates correctly even with asymmetrical network conditions.

If the voltage deviates from the rated voltage, the admittance calculation has the advantage that the characteristics move in the same direction as the generator diagram.

## Protection functions

### Reverse-power protection (ANSI 32R)

The reverse-power protection monitors the direction of active power flow and picks up when the mechanical energy fails. This function can be used for operational shut-down (sequential tripping) of the generator but also prevents damage to the steam turbines. The reverse power is calculated from the positive-sequence systems of current and voltage. Asymmetrical power system faults therefore do not cause reduced measuring accuracy. The position of the emergency trip valve is injected as binary information and is used to switch between two trip command delays. When applied for motor protection, the sign ( $\pm$ ) of the active power can be reversed via parameters.

### Forward-power protection (ANSI 32F)

Monitoring of the active power produced by a generator can be useful for starting up and shutting down generators. One stage monitors exceeding of a limit value, while another stage monitors falling below another limit value. The power is calculated using the positive-sequence component of current and voltage. The function can be used to shut down idling motors.

### Impedance protection (ANSI 21)

This fast short-circuit protection protects the generator and the unit transformer and is a backup protection for the power system. This protection has two settable impedance stages; in addition, the first stage can be switched over via binary input. With the circuit-breaker in the "open" position the impedance measuring range can be extended (see Figure 11/41).

The overcurrent pickup element with undervoltage seal-in ensures a reliable pickup and the loop selection logic ensures a reliable detection of the faulty loop. With this logic it is possible to perform correct measurement via the unit transformer.

### Undervoltage protection (ANSI 27)

The undervoltage protection evaluates the positive-sequence components of the voltages and compares them with the threshold values. There are two stages available.

The undervoltage function is used for asynchronous motors and pumped-storage sta-

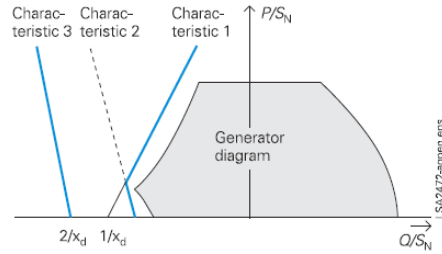


Fig. 11/40  
Characteristic of underexcitation protection

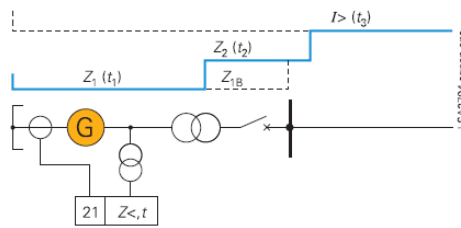


Fig. 11/41  
Grading of impedance protection

tions and prevents the voltage-related instability of such machines.

The function can also be used for monitoring purposes.

### Overvoltage protection (ANSI 59)

This protection prevents insulation faults that result when the voltage is too high.

Either the maximum line-to-line voltages or the phase-to-earth voltages (for low-voltage generators) can be evaluated. The measuring results of the line-to-line voltages are independent of the neutral point displacement caused by earth faults. This function is implemented in two stages.

### Frequency protection (ANSI 81)

The frequency protection prevents impermissible stress of the equipment (e.g. turbine) in case of under or overfrequency. It also serves as a monitoring and control element.

The function has four stages; the stages can be implemented either as underfrequency or overfrequency protection. Each stage can be delayed separately.

Even in the event of voltage distortion, the frequency measuring algorithm reliably identifies the fundamental waves and determines the frequency extremely precisely. Frequency measurement can be blocked by using an undervoltage stage.

### Overexcitation protection Volt/Hertz (ANSI 24)

The overexcitation protection serves for detection of an unpermissible high induction (proportional to  $V/f$ ) in generators or transformers, which leads to thermal overloading. This may occur when starting up, shutting down under full load, with weak systems or under isolated operation. The inverse characteristic can be set via eight points derived from the manufacturer data.

In addition, a definite-time alarm stage and an instantaneous stage can be used. For calculation of the  $V/f$  ratio, frequency and also the highest of the three line-to-line voltages are used. The frequency range that can be monitored comprises 11 to 69 Hz.



### Protection functions

#### Resistance measurement with a square wave voltage of 1 to 3 Hz

A higher sensitivity is required for larger generators. On the one hand, the disturbing influence of the rotor earth capacitance must be eliminated more effectively and, on the other hand, the noise ratio with respect to the harmonics (e.g. sixth harmonic) of the excitation equipment must be increased. Injecting a low-frequency square wave voltage into the rotor circuit has proven itself excellently here (see Figure 11/59).

The square wave voltage injected through the controlling unit 7XT71 leads to permanent recharging of the rotor earth capacitance. By way of a shunt in the controlling unit, the flowing earth current is measured and is injected into the protection unit (measurement input). In the absence of a fault ( $R_s = \infty$ ), the rotor earth current after charging of the earth capacitance is close to zero. In the event of an earth fault, the fault resistance including the coupling resistance (7XR6004), and also the injecting voltage, defines the stationary current. The current square wave voltage and the frequency are measured via the second input (control input). Fault resistance values up to 80 k $\Omega$  can be measured by this measurement principle. The rotor earth circuit is monitored for discontinuities by evaluation of the current during the polarity reversals.

#### 100% stator earth-fault protection with 20 Hz injection (ANSI 64 G (100%))

Injecting a 20 Hz voltage to detect earth faults even at the neutral point of generators has proven to be a safe and reliable method. Contrary to the third harmonic criterion (see page 11/8), it is independent of the generator's characteristics and the mode of operation. Measurement is also possible during system standstill (Fig. 11/57).

This protection function is designed so as to detect both earth faults in the entire generator (genuine 100%) and all electrically connected system components.

The protection unit measures the injected 20 Hz voltage and the flowing 20 Hz current. The disturbing variables, for example stator earth capacitance, are eliminated by way of a mathematical model, and the ohmic fault resistance is determined.

On the one hand, this ensures high sensitivity and, on the other hand, it permits use of generators with large earth capacitance values, e.g. large hydroelectric generators.

Phase-angle errors through the earthing or neutral transformer are measured during commissioning and are corrected in the algorithm.

The protection function has a warning and tripping stage. The measurement circuit is also monitored and failure of the 20 Hz generator is measured.

Independent of earth resistance calculation, the protection function additionally evaluates the amount of the r.m.s. current value.

#### Starting time supervision (motor protection only) (ANSI 48)

Starting time supervision protects the motor against long unwanted start-ups, which might occur as a result of excessive load torque or excessive voltage drops within the motor, or if the rotor is locked.

The tripping time is dependent on the square of the start-up current and the set start-up time (Inverse Characteristic). It adapts itself to the start-up with reduced voltage. The tripping time is determined in accordance with the following formula:

$$t_{\text{trip}} = \left( \frac{I_{\text{start}}}{I_{\text{rms}}} \right)^2 \cdot t_{\text{start max}}$$

$t_{\text{trip}}$	Tripping time
$I_{\text{start}}$	Permissible start-up current
$t_{\text{start max}}$	Permissible start-up time
$I_{\text{rms}}$	Measured r.m.s. current value

Calculation is not started until the current  $I_{\text{rms}}$  is higher than an adjustable response value (e.g. 2 Is, motor).

If the permissible locked-rotor time is less than the permissible start-up time (motors with a thermally critical rotor), a binary signal is set to detect a locked rotor by means of a tachometer generator. This binary signal releases the set locked-rotor time, and tripping occurs after it has elapsed.

#### DC voltage time protection/DC current time protection (ANSI 59N (DC) 51N (DC))

Hydroelectric generators or gas turbines are started by way of frequency starting converters. An earth fault in the intermediate circuit of the frequency starting converter causes DC voltage displacement and thus a direct current. As the neutral or earthing transformers have a lower ohmic resistance than the voltage transformers, the largest part of the direct current flows through them, thus posing a risk of destruction from thermal overloading.

As shown in Fig. 11/57, the direct current is measured by means of a shunt transformer (measuring transducer) connected directly to the shunt. Voltages or currents are fed to the 7UM62 depending on the version of the measuring transducer. The measurement algorithm filters out the DC component and takes the threshold value decision. The protection function is active as from 0 Hz.

If the measuring transducer transmits a voltage for protection, the connection must be interference-free and must be kept short.

The implemented function can also be used for special applications. Thus, the r.m.s. value can be evaluated for the quantity applied at the input over a wide frequency range.

#### Overcurrent protection during start-up (ANSI 51)

Gas turbines are started by means of frequency starting converters. Overcurrent protection during start-up measures short-circuits in the lower frequency level (as from about 5 Hz) and is designed as independent overcurrent-time protection. The pickup value is set below the rated current. The function is only active during start-up. If frequencies are higher than 10 Hz, sampling frequency correction takes effect and the further short-circuit protection functions are active.

#### Out-of-step protection (ANSI 78)

This protection function serves to measure power swings in the system. If generators feed to a system short-circuit for too long, low frequency transient phenomena (active power swings) between the system and the generator may occur after fault clearing. If the center of power swing is in the area of the block unit, the "active power sargos" lead to unpermissible mechanical stressing of the generator and the turbine.

As the currents and voltages are symmetrical, the positive-sequence impedance is calculated on the basis of their positive-sequence components and the impedance trajectory is evaluated. Symmetry is also monitored by evaluation of the negative-phase-sequence current. Two characteristics in the R/X diagram describe the active range (generator, unit transformer or power system) of the out-of-step protection. The associated counters are incremented depending on the range of the characteristic in which the impedance vector enters or departs. Tripping occurs when the set counter value is reached.

### Protection functions

The counters are automatically reset if power swing no longer occurs after a set time. By means of an adjustable pulse, every power swing can be signaled. Expansion of the characteristic in the R direction defines the power swing angle that can be measured. An angle of 120° is practicable. The characteristic can be tilted over an adjustable angle to adapt to the conditions prevailing when several parallel generators feed into the system.

#### Inverse undervoltage protection (ANSI 27)

Motors tend to fall out of step when their torque is less than the breakdown torque. This, in turn, depends on the voltage. On the one hand, it is desirable to keep the motors connected to the system for as long as possible while, on the other hand, the torque should not fall below the breakdown level. This protection task is realized by inverse undervoltage protection. The inverse characteristic is started if the voltage is less than the pickup threshold  $V_p$ . The tripping time is inversely proportional to the voltage dip (see equation). The protection function uses the positive-sequence voltage, for the protection decision.

$$t_{TRIP} = \frac{I}{I - \frac{V}{V_p}} \cdot T_M$$

$t_{TRIP}$	Tripping time
$V$	Voltage
$V_p$	Pickup value
$T_M$	Time multiplier

#### System disconnection

Take the case of in-plant generators feeding directly into a system. The incoming line is generally the legal entity boundary between the system owner and the in-plant generator. If the incoming line fails as the result of auto-reclosure, for instance, a voltage or frequency deviation may occur depending on the power balance at the feeding generator. Asynchronous conditions may arise in the event of connection, which may lead to damage on the generator and the turbine. Besides the classic criteria such as voltage and frequency, the following two criteria are also applied (vector jump, rate-of-frequency-change protection, see page 11/42).

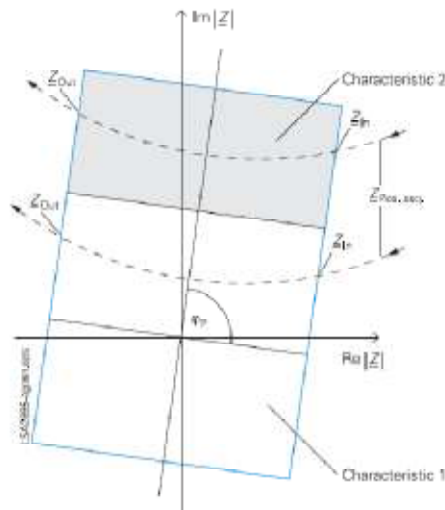


Fig. 11/43  
Ranges of the characteristic and possible oscillation profiles.

#### Rate-of-frequency-change protection (ANSI 81)

The frequency difference is determined on the basis of the calculated frequency over a time interval. It corresponds to the momentary rate-of-frequency change. The function is designed so that it reacts to both positive and negative rate-of-frequency changes. Exceeding of the permissible rate-of-frequency change is monitored constantly. Release of the relevant direction depends on whether the actual frequency is above or below the rated frequency. In total, four stages are available, and can be used optionally.

#### Vector jump

Monitoring the phase angle in the voltage is a criterion for identifying an interrupted infeed. If the incoming line should fail, the abrupt current discontinuity leads to a phase angle jump in the voltage. This is measured by means of a delta process. The command for opening the generator or coupler circuit-breaker is issued if the set threshold is exceeded.

#### Restart inhibit for motors (ANSI 06, 49Rotor)

When cold or at operating temperature, motors may only be connected a certain number of times in succession. The start-up current causes heat development in the rotor which is monitored by the restart inhibit function.

Contrary to classical counting methods, in the restart inhibit function the heat and

cooling phenomena in the rotor are simulated by a thermal replica. The rotor temperature is determined on the basis of the stator currents. Restart inhibit permits restart of the motor only if the rotor has enough thermal reserve for a completely new start. Fig. 11/44 illustrates the thermal profile for a permissible triple start out of the cold state. If the thermal reserve is too low, the restart inhibit function issues a blocking signal with which the motor starting circuit can be blocked. The blockage is canceled again after cooling down and the thermal value has dropped below the pickup threshold.

As the fan provides no forced cooling when the motor is off, it cools down more slowly. Depending on the operating state, the protection function controls the cooling time constant. A value below a minimum current is an effective changeover criterion.

#### Sensitive earth-fault protection B (ANSI 51 GN)

The  $I_{EB}$  sensitive earth-fault protection feature of 7UM62 provides greater flexibility and can be used for the following applications:

- Any kind of earth-fault current supervision to detect earth faults (fundamental and 3<sup>rd</sup> harmonics)
- Protection against load resistances
- Shaft current protection in order to detect shaft currents of the generator shaft and prevent that bearings take damage.

### Protection functions

The sensitive earth-current protection  $I_{E0}$  uses either the hardware input  $I_{E01}$  or  $I_{E02}$ . These inputs are designed in a way that allows them to cut off currents greater than 1.6 A (thermal limit, see technical data). This has to be considered for the applications or for the selection of the current transformers.

The shaft current protection function is of particular interest in conjunction with hydro-electric generators. Due to their construction, the hydroelectric generators have relatively long shafts. A number of factors such as friction, magnetic fields of the generators and others can build up a voltage across the shaft which then acts as voltage source (electro-motive force-emf). This inducted voltage of approx. 10 to 30 V is dependent on the load, the system and the machine.

If the oil film covering a bearing is too thin, breakdown can occur. Due to the low resistance (shaft, bearing and earthing), high currents may flow that destroy the bearing. Past experience has shown that currents greater than 1 A are critical for the bearings. As different bearings can be affected, the current entering the shaft is detected by means of a special transformer (folding transformer).

#### Interturn protection (ANSI 59N (IT))

The interturn fault protection detects faults between turns within a generator winding (phase). This situation may involve relatively high circulating currents that flow in the short-circuited turns and damage the winding and the stator. The protection function is characterized by a high sensitivity.

The displacement voltage is measured at the open delta winding by means of 3 two-phase isolated voltage transformers. So as to be insensitive towards earth faults, the isolated voltage transformer star point has to be connected to the generator star point by means of a high-voltage cable. The voltage transformer star point must not be earthed since this implies that the generator star point, too, would be earthed with the consequence that each fault would lead to a single-pole earth fault.

In the event of an interturn fault, the voltage in the affected phase will be reduced causing a displacement voltage that is detected at the broken delta winding. The sensitivity is limited rather by the winding asymmetries than by the protection unit.

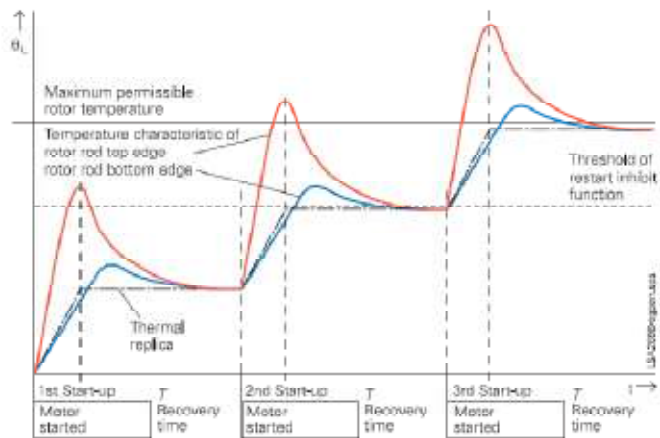


Fig. 11/44 Temperature characteristic at rotor and thermal replica of the rotor (multiple start-ups)

An FIR filter determines the fundamental component of the voltage based on the scanned displacement voltage. Selecting an appropriate window function has the effect that the sensitivity towards higher-frequency oscillations is improved and the disturbing influence of the third harmonic is eliminated while achieving the required measurement sensitivity.

#### External trip coupling

For recording and processing of external trip information, there are 4 binary inputs. They are provided for information from the Buchholz relay or generator-specific commands and act like a protection function. Each input initiates a fault event and can be individually delayed by a timer.

#### Trip circuit supervision (ANSI 74TC)

One or two binary inputs can be used for monitoring the circuit-breaker trip coil including its incoming cables. An alarm signal occurs whenever the circuit is interrupted.

#### Phase rotation reversal

If the relay is used in a pumped-storage power plant, matching to the prevailing rotary field is possible via a binary input (generator/motor operation via phase rotation reversal).

#### 2 pre-definable parameter groups

In the protection, the setting values can be stored in two data sets. In addition to the standard parameter group, the second group is provided for certain operating conditions (pumped-storage power stations). It can be activated via binary input, local control or DIGSI 4.

#### Lockout (ANSI 86)

All binary outputs (alarm or trip relays) can be stored like LEDs and reset using the LED reset key. The lockout state is also stored in the event of supply voltage failure. Reclosure can only occur after the lockout state is reset.

#### Fuse failure and other monitoring

The relay comprises high-performance monitoring for the hardware and software.

The measuring circuits, analog-digital conversion, power supply voltages, memories and software sequence (watch-dog) are all monitored.

The fuse failure function detects failure of the measuring voltage due to short-circuit or open circuit of the wiring or VT and avoids overfunction of the undervoltage elements in the protection functions.

The positive and negative-sequence system (voltage and current) are evaluated.

#### Filter time

All binary inputs can be subjected to a filter time (indication suppression).



## Communication

With respect to communication, particular emphasis has been placed on high levels of flexibility, data integrity and utilization of standards common in energy automation. The design of the communication modules permits interchangeability on the one hand, and on the other hand provides openness for future standards (for example, Industrial Ethernet).

### Local PC interface

The PC interface accessible from the front of the unit permits quick access to all parameters and fault event data. The use of the DIGSI 4 operating program during commissioning is particularly advantageous.

### Rear-mounted interfaces

At the rear of the unit there is one fixed interface and two communication modules which incorporate optional equipment complements and permit retrofitting. They assure the ability to comply with the requirements of different communication interfaces (electrical or optical) and protocols (IEC 60870, PROFIBUS, DIGSI).

The interfaces make provision for the following applications:

#### Service interface (fixed)

In the RS485 version, several protection units can be centrally operated with DIGSI 4. By using a modem, remote control is possible. This provides advantages in fault clearance, in particular in unmanned substations.

#### System interface

This is used to communicate with a control or protection and control system and supports, depending on the module connected, a variety of communication protocols and interface designs. Furthermore, the units can exchange data through this interface via Ethernet and IEC 61850 protocol and can also be operated by DIGSI.

#### IEC 61850 protocol

As of mid-2004, the Ethernet-based IEC 61850 protocol is the worldwide standard for protection and control systems used by power supply corporations. Siemens is of the first manufacturer to support this standard. By means of this protocol, information can also be exchanged directly between bay units so as to set up

simple masterless systems for bay and system interlocking. Access to the units via the Ethernet bus will also be possible with DIGSI.

#### IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 is an internationally standardized protocol for communication in the protected area.

IEC 60870-5-103 is supported by a number of protection unit manufacturers and is used worldwide.

The generator protection functions are stored in the manufacturer-specific, published part of the protocol.

#### PROFIBUS-DP

PROFIBUS is an internationally standardized communication system (EN 50170).

PROFIBUS is supported internationally by several hundred manufacturers and has to date been used in more than 1,000,000 applications all over the world.

With the PROFIBUS-DP, the protection can be directly connected to a SIMATIC S5/S7. The transferred data are fault data, measured values and information from or to the logic (CFC).

#### MODBUS RTU

MODBUS is also a widely utilized communication standard and is used in numerous automation solutions.

#### DNP 3.0

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol version 3) is a messaging-based communication protocol. The SIPROTEC 4 units are fully Level 1 and Level 2 compliant with DNP 3.0. DNP 3.0 is supported by a number of protection device manufacturers.

#### Safe bus architecture

- **RS485 bus**  
With this data transmission via copper conductors, electromagnetic interference influences are largely eliminated by the use of twisted-pair conductor. Upon failure of a unit, the remaining system continues to operate without any faults.
- **Fiber-optic double ring circuit**  
The fiber-optic double ring circuit is immune to electromagnetic interference. Upon failure of a section between two units, the communication system continues to operate without disturbance.

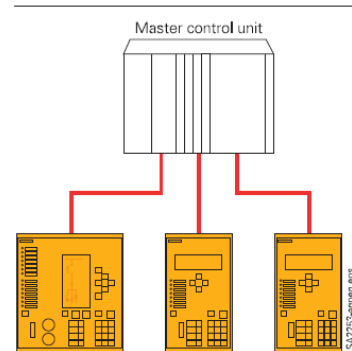


Fig. 11/45  
IEC 60870-5-103 star-type RS232 copper conductor connection or fiber-optic connection

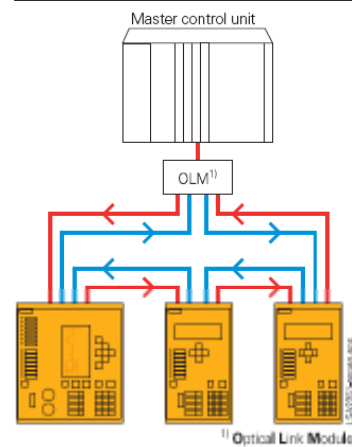


Fig. 11/46  
PROFIBUS: Optical double ring circuit

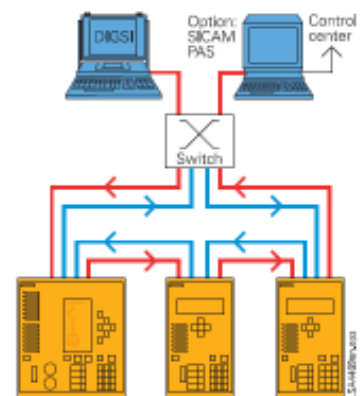


Fig. 11/47  
Bus structure for station bus with Ethernet and IEC 61850, fiber-optic ring