

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Centro de Estudios Electroenergéticos
Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Estudio de protecciones de alimentadores de media
tensión en la UEB Textil "Desembarco del Granma"

Autor: David Borroto Sosa

Tutor: M.Sc. Ing. Emilio Francesena Bacallao

Consultante: Ing. Vladimir Rodríguez Simeón

Santa Clara, Septiembre 2020
Copyright©UCLV

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Electrical Researchs Center
Electroenergetic Department

TRABAJO DE DIPLOMA

Title: Study of medium voltage feeder protection on UEB
Textil "Desembarco del Granma"

Author: David Borroto Sosa

Thesis Director: MSc. Ing. Emilio Francesena Bacallao

Thesis Consultant: Ing. Vladimir Rodríguez Simeón



Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas.

Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

PENSAMIENTO

Lo mismo que el hierro se oxida por falta de uso y el agua estancada se vuelve putrefacta, también la inactividad destruye el intelecto.

Leonardo da Vinci

AGRADECIMIENTOS

El agradecimiento es un sentimiento que se genera por la ayuda brindada, es por ello que cada logro que se alcanza viene acompañado de él y se dirige hacia todas las personas que te acompañan durante el trayecto de la vida.

Un **agradecimiento especial** a mis padres, abuelos, hermanos y familia por el apoyo incondicional ofrecido durante toda la vida y en particular durante el trayecto de mis estudios superiores.

Un gran agradecimiento:

- Al MSc. Ing. Emilio Francesena Bacallao, por su apoyo y asesoramiento;
- A todos los profesores que con su dedicación han permitido que alcance todas mis metas como estudiante;
- A todos mis compañeros y amigos, en especial a “La Piña”, porque sin ellos este proyecto no hubiera sido posible;
- A todas las personas que de alguna forma han contribuido a mi formación como persona y como profesional;
- A todos los trabajadores de la Industria Textil “Desembarco del Granma”, en especial al Ing. Vladimir Rodríguez Simeón y a la Ing. María de los Ángeles García Hernández.

DEDICATORIA

Cuando se dedica el resultado de un trabajo que ha significado gran esfuerzo y dedicación, se hace con todo el amor, el cariño y el respeto hacia las personas que han formado parte del proceso. Es esta la razón por la cual dedico este trabajo de diploma, y todo el sacrificio que conlleva, a:

- Mi mamá y mi papá que, sin dudar, me han apoyado en todo lo que he necesitado;
- Mi hermana y mi hermano por su compañía, alegría y sinceridad en todo momento;
- Mis abuelos por la dedicación y el esfuerzo realizado para poder seguir adelante con mis objetivos;
- Toda mi familia por la motivación para alcanzar mis metas.

RESUMEN

Este trabajo tiene el propósito de calcular los parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de alimentadores del nivel de media tensión en la Textilera “Desembarco del Granma”. Para esto se elabora y actualiza el diagrama monolineal de la industria acorde al escenario más conveniente a partir de los modos típicos de operación en la actualidad según sus especialistas. Se realiza un estudio de corrientes de carga, de cortocircuito y capacitivas a tierra en el sistema aislado, que posibilita la obtención de las corrientes de falla para el consiguiente ajuste y coordinación de las protecciones de sobrecorriente de fase y de contacto a tierra, mediante el uso de productos de software convenientes, que posibilitan la simulación del sistema eléctrico, cálculos y visualización de resultados. Se emplean en el desarrollo de la investigación métodos del nivel teórico, empírico y matemático-estadístico que permiten obtener la información necesaria para arribar a las conclusiones de que, las protecciones de alimentadores contra fallas entre fases pueden ajustarse de una manera más conveniente con respecto al ajuste actual, para tener una mejor sensibilidad y velocidad de operación, además para la protección contra contactos a tierra se puede lograr un ajuste que discrimine tanto por direccionalidad como por magnitud de la corriente capacitiva. Se propone realizar cambios en la tecnología de las protecciones por otras más modernas, para lograr un ajuste más preciso acorde a los valores de parámetros que se ofrecen en el trabajo, lo que redundará en una protección más sensible, rápida y selectiva.

Palabras Clave: protecciones de sobrecorriente, alimentadores de media tensión, sistema aislado de tierra, cálculo de parámetros de ajuste, coordinación selectiva.

ÍNDICE

PENSAMIENTO.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
RESUMEN	V
ÍNDICE	VI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS INDUSTRIALES DE MEDIA TENSIÓN. PARTICULARIDADES EN SISTEMAS ASILADOS.....	4
1.1 Los sistemas de suministro eléctrico industriales. Generalidades.....	4
1.1.1 Sistemas de distribución industriales típicos de media tensión. Modos de aterramiento ..	6
1.1.2 Particularidades en sistemas industriales no aterrados	7
1.2 Protecciones utilizadas en sistemas de suministro eléctrico industriales	8
1.2.1 Tipos y aplicaciones de los relés	9
1.2.2 Dispositivos de protección según nivel de tensión.....	11
1.2.3 Protecciones de sobrecorriente de fase y tierra en sistemas industriales de media tensión 14	
1.2.4 Protecciones contra contacto a tierra en sistemas industriales aislados	20
1.3 Consideraciones para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones de sobrecorriente de fase en alimentadores de media tensión	23
1.4 Consideraciones para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones contra contacto a tierra en alimentadores de media tensión en un sistema aislado	25

1.5	Conclusiones parciales.....	26
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA TEXTILERA, ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN.....		
2.1	Descripción del sistema eléctrico de la empresa	27
2.2	Confección y/o actualización del diagrama monolineal de la Textilera “Desembarco del Granma”.....	28
2.3	Esquemas de protecciones de sobrecorriente de fase en media tensión. Relés e interruptores utilizados. Consideraciones.....	29
2.4	Esquemas de protecciones contra contacto a tierra en media tensión. Relés utilizados. Consideraciones	36
2.5	Cálculo de niveles de cortocircuito máximos y mínimos necesarios para el ajuste de protecciones	39
2.5.1	Breve descripción del software IPA utilizado.....	39
2.5.2	Niveles de cortocircuito en barras y equipos de 6kV en la fábrica	40
2.6	Conclusiones parciales.....	40
CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y CONTACTO A TIERRA EN ALIMENTADORES DE 6 kV EN LA TEXTILERA		
3.1	Cálculo de parámetros de ajuste en protecciones de sobrecorriente de fase en alimentadores de 6 kV	41
3.1.1	Metodología utilizada para el cálculo	41
3.1.2	Resultados del cálculo de ajuste para protección de sobrecorriente de fase	42
3.1.3	Coordinación selectiva de las protecciones de la subestación	48
3.2	Cálculo de parámetros de ajuste en protecciones contra contacto a tierra en alimentadores de 6 kV	58
3.2.1	Metodología utilizada para el cálculo	58

3.2.2	Resultados del cálculo de ajuste para protección contra contacto a tierra	58
3.3	Resumen de los ajustes obtenidos en el trabajo. Recomendaciones.	61
3.4	Conclusiones parciales.....	61
CONCLUSIONES		62
RECOMENDACIONES		63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		64
OTRAS FUENTES CONSULTADAS		66
ANEXOS.....		67

INTRODUCCIÓN

La Textilera “Desembarco del Granma” con tecnología japonesa, se diseñó en 1979 para producir 60 millones de metros cuadrados de tejido. Durante la etapa del período especial se vio detenido todo su proceso productivo. Actualmente se ha reactivado y consta de 3 plantas productivas (Hilo de Coser, Tejeduría y Acabado). Tiene 3 productos principales reconocidos: Hilo de Coser, Gasa Quirúrgica y Tejido Plano. Existen planes de invertir en la planta de Acabado con nuevas máquinas, lo que elevaría el consumo de vapor. En este caso resulta atractivo un proyecto de cogeneración de calor y electricidad debido a la simultaneidad de las demandas. Así, se le solicita al Centro de Estudio Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA) y al Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE), analizar la inclusión de la cogeneración, así como su influencia en la instalación ya existente y chequear la capacidad de los desconectivos, los resultados de dicho estudio arrojaron que se presenta un número considerable de interruptores que no tienen la capacidad interruptiva necesaria ante las altas corrientes de cortocircuito estimadas. Entonces se plantea por parte de la dirección de dicha empresa, que el CEE realice un proyecto de medidas encaminadas a reducir dichas corrientes de cortocircuito o mitigar los efectos de las mismas, por sus resultados algo alarmantes, este trabajo dejó como recomendaciones el análisis de la capacidad para operar ante fallas de altas corrientes, de otros elementos del sistema de suministro, como son los conductores y barras colectoras. Estas corrientes son de corta duración, ya que desaparecen al actuar los dispositivos de protección, pero a pesar de ello, sus efectos térmicos y dinámicos sobre conductores deben chequearse según el tiempo de aislamiento de la falla. Este proyecto arrojó como resultado un número de conductores que pueden ser dañados por las peligrosas corrientes de falla y su tiempo de desconexión, algunos de los cuales ya han sido sustituidos. Al final de todas estas consideraciones sobre el comportamiento de los elementos y variaciones circunstanciales o permanentes en la explotación del sistema de suministro eléctrico de la Textilera, ya sea por inversiones o adaptación a nuevos escenarios y teniendo en cuenta además, el tiempo de explotación de las protecciones existentes tanto en media como baja tensión, aflora la necesidad de analizar la operación de dichas protecciones, así, se decide por la dirección técnica de la fábrica, realizar primero un proyecto de análisis de las protecciones de sobrecorriente en 6 kV, primer nivel de tensión interno de la industria y donde se han realizado numerosas variaciones y propuestas de otras, respecto a las condiciones iniciales.

La dirección de la UEB Textil Desembarco del Granma solicita la participación del CEE en el análisis de esta problemática, por lo que a partir de estos antecedentes se convierte en propósito esencial de esta investigación la solución del siguiente **problema científico**:

¿Cuál debe ser el ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores de media tensión de la UEB Textil “Desembarco del Granma”, para lograr una respuesta adecuada ante condiciones anormales en el escenario de operación solicitado?

Para dar respuesta a esta interrogante se plantea como **objetivo general**:

- Determinar los parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores de 6kV en la UEB Textil “Desembarco del Granma”, para lograr una respuesta rápida, sensible y selectiva en el escenario de operación acordado.

A partir de ello, se desglosan como **objetivos específicos** los siguientes:

1. Fundamentar teóricamente el cálculo de parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de media tensión en sistemas industriales.
2. Actualizar el monolineal de la Textilera acorde al escenario de operación solicitado por su dirección, detallando fundamentalmente componentes primarios y diagrama de protecciones de sobrecorriente en 6 kV.
3. Obtener las corrientes de carga y de falla necesarias para el cálculo de parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente en media tensión, usando datos y productos de software adecuados.
4. Calcular las corrientes de arranque y tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores de 6 kV, para una respuesta rápida, sensible y selectiva en el escenario de operación acordado.

Para cumplir con los objetivos planteados se definen las **tareas técnicas**:

- ✓ Revisión de la literatura actual y tradicional relacionada con el tema de operación y cálculo de parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de media tensión en sistemas de suministro industriales.
- ✓ Actualización detallada a partir del trabajo de campo y las consultas personales y documentales, de los datos del sistema eléctrico de la Textilera, fundamentalmente en componentes de parte primaria y diagramas esquemáticos secundarios con detalles de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra e interruptores en media tensión.
- ✓ Elaboración y/o actualización del diagrama unifilar de la Industria Textil “Desembarco del Granma” en el software IPA para utilizar en la tesis, según el escenario de operación en cuanto a régimen de producción, cargas e interconexiones que recomiende la dirección de la empresa como más real a utilizarse hoy y/o en el futuro.

- ✓ Obtención de los valores de corrientes de carga y de falla, necesarias para el ajuste del tipo de protecciones de sobrecorriente que poseen los alimentadores de 6 kV.
- ✓ Calcular los parámetros de ajuste (las corrientes de arranque y tiempos o curvas de operación) de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra de los alimentadores de 6 kV.
- ✓ Mostrar gráficos de la coordinación selectiva de estas protecciones de sobrecorriente en media tensión.
- ✓ Confección del informe de la investigación según normativas vigentes en la actualidad.

Organización del trabajo:

El contenido del informe de investigación está estructurado por la **Introducción** que contiene el tema de investigación, el problema a resolver, el objetivo general y los específicos, así como las tareas necesarias para cumplimentarlos.

El **Desarrollo** del trabajo se organizará a través de tres capítulos.

En el **Capítulo 1** se muestra una fundamentación teórica debidamente referenciada, sobre el tema de las protecciones de sobrecorriente utilizadas en sistemas de suministro de media tensión: sus tipos, modos o principios de operación y su evolución con los años, características operacionales y cálculo de parámetros de ajuste en sistemas de suministro industriales. Particularidades de la protección contra contactos a tierra en sistemas aislados.

En el **Capítulo 2** se hace una descripción del esquema de suministro eléctrico de la fábrica en cuanto a la configuración y modo de explotación, donde se define el escenario de operación más conveniente para realizar el ajuste de las protecciones. También se actualiza y detalla el diagrama esquemático de la protección de sobrecorriente de fase y tierra en media tensión, así como la descripción completa, prestaciones, posibilidades, parámetros de ajuste y calibración de los relés e interruptores instalados en la actualidad. Se muestran algunos detalles del producto de software (IPA) que se usa para los cálculos y editar resultados.

En el **Capítulo 3** se muestran los resultados de las simulaciones, cálculos y estimaciones de las corrientes de carga y cortocircuitos, para el cálculo de los parámetros de ajuste de cada una de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra en 6 kV, en el modo o escenario de operación seleccionado. También incluye la coordinación gráfica para verificar la operación selectiva de las protecciones.

Se exponen las **Conclusiones** a que se llega y se emiten **Recomendaciones** fundamentalmente para trabajos inmediatos y futuros sobre la protección de sobrecorriente en los circuitos de la UEB Textil “Desembarco del Granma”.

CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS INDUSTRIALES DE MEDIA TENSIÓN. PARTICULARIDADES EN SISTEMAS ASILADOS

En este capítulo se realiza una consulta de la bibliografía tradicional y más actual sobre la fundamentación teórica de las protecciones de sobrecorriente utilizadas en sistemas de suministro de media tensión. Se aborda el cálculo de sus parámetros de ajuste y las particularidades de la protección contra contactos a tierra en sistemas aislados.

1.1 Los sistemas de suministro eléctrico industriales. Generalidades

Existen diferentes configuraciones de sistemas de suministro eléctrico industriales, la selección de un sistema, o la combinación de ellos, depende de las necesidades del proceso productivo. Su costo de implementación depende de la fiabilidad que se desee alcanzar en el suministro eléctrico y es directamente proporcional a la calidad y precio del equipamiento utilizado.[1-3]

La primera consideración a tomar para elegir la configuración del sistema de suministro eléctrico es la necesidad de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, el análisis de las pérdidas potenciales y el costo ante una avería que impida la continuidad del servicio. Este análisis es el que brindará la información necesaria para saber la complejidad del sistema.[1, 2]

Los principales sistemas de suministro eléctrico industrial se resumen a continuación.

Sistema radial simple:

Este sistema solo cuenta con una fuente primaria de alimentación y un transformador para alimentar todos los conductores, como se observa en la figura 1.1. No hay necesidad de duplicación de equipamiento, por lo que es el más económico de todos.[1, 2]

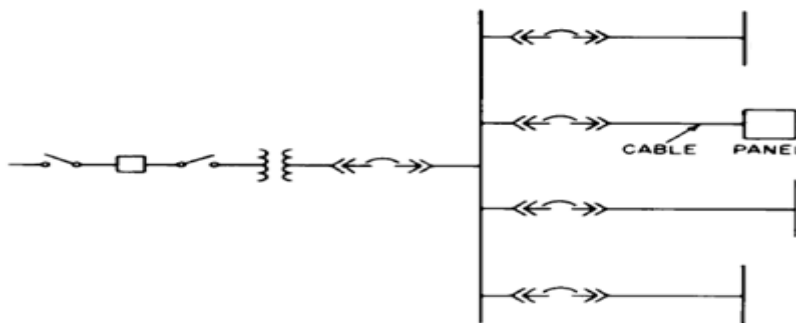


Figura 1.1. Sistema radial simple.[1]

Los problemas que puede tener este tipo de circuito es que la afectación de la alimentación primaria o del transformador puede llevar a la pérdida del servicio eléctrico, al igual que cualquier tarea de mantenimiento en la subestación principal. Este sistema es satisfactorio para instalaciones industriales pequeñas que permitan un tiempo adecuado de mantenimiento.[1, 2]

Sistema con primario selectivo:

Este sistema puede proporcionar protección contra la pérdida de la alimentación primaria. Cada unidad de la subestación está conectada a dos alimentadores primarios separados a través de un equipo de conmutación o "switch" para proporcionar una alimentación normal y otra alternativa (ver figura 1.2).[1, 2]

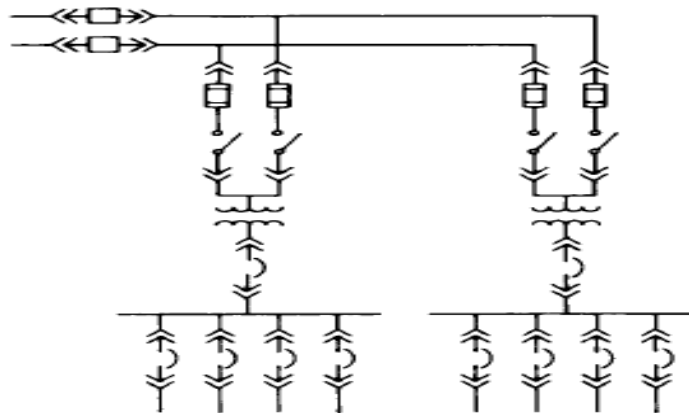


Figura 1.2. Primario selectivo.[1]

Sistema con secundario selectivo (también se le llama radial doble):

Si dos subestaciones están conectadas por el secundario a través de un interruptor se obtiene un sistema con secundario selectivo, como se muestra en la figura 1.3.

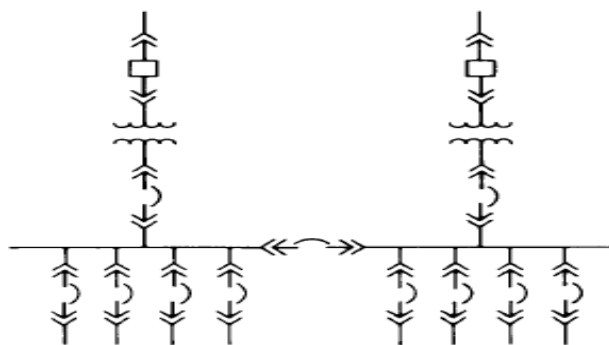


Figura 1.3. Secundario selectivo o radial doble.[1]

Si el cable primario o el transformador de una subestación falla se puede mantener la alimentación de esta a través de la conexión que tienen las barras del secundario.[1]

1.1.1 Sistemas de distribución industriales típicos de media tensión. Modos de aterramiento

Los sistemas más utilizados en media tensión son el radial simple y el secundario selectivo. [4]

Al elegir el sistema de distribución es necesario hacer las estimaciones y cálculos siguientes:[2]

- Cálculo del tamaño y la potencia de las máquinas (Transformadores, motores,...);
- Cálculo de las corrientes de cortocircuito;
- Definir el estado del neutro en los diferentes niveles del sistema;
- Definir y hacer los cálculos correspondientes para los diferentes perfiles de tensión;
- Cálculo del transitorio en el arranque de los motores; estabilidad del sistema;
- Coordinación de las protecciones.

El modo de aterramiento tiene en cuenta la naturaleza de la conexión eléctrica entre los conductores de fase de un sistema eléctrico y la tierra. El objetivo del aterramiento del neutro no es más que el de limitar las tensiones o corrientes de paso en caso de falla a tierra, que es la que más incidencias tiene en estas instalaciones. Además de brindar seguridad al personal y asistencia rápida en la detección y eliminación de este tipo de fallas. [1, 4-6]

La elección del método de aterramiento es un asunto controversial porque es imposible llegar a un solo compromiso en cuanto a este tema por la variedad de sistemas de potencia que existen. Con el devenir de los años se han adquirido experiencias para saber la elección más idónea en concordancia con las características del sistema que se desea poner a tierra.[3, 7]

El potencial del neutro se puede conectar a tierra de cinco formas diferentes, de acuerdo al tipo (capacitivo, resistivo o inductivo) y al valor (cero a infinito) de la impedancia Z_n conectada entre el neutro y la tierra:[3, 7]

Estas formas de aterramiento se pueden visualizar en la siguiente figura.

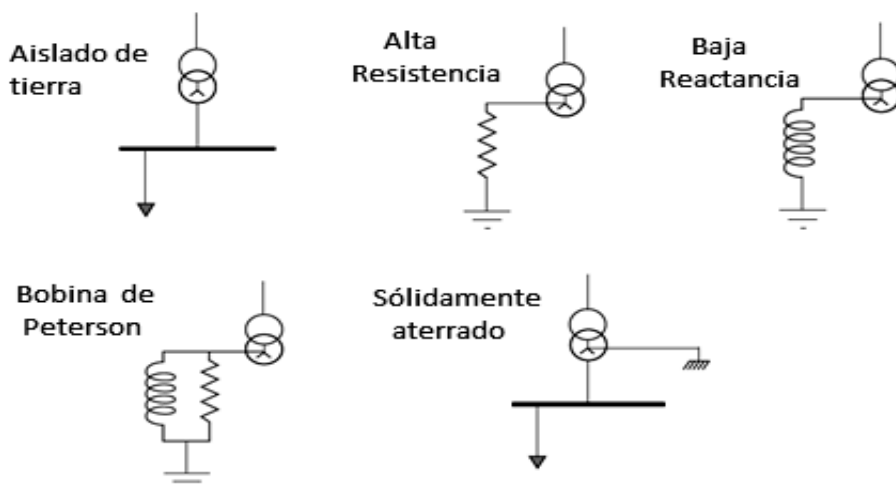


Figura 1.4. Tipos de conexión a tierra.[2]

1.1.2 Particularidades en sistemas industriales no aterrados

Los sistemas industriales no aterrados tienen una gran ventaja; ellos pueden operar indefinidamente con una falla a tierra en una sola fase, de esta forma se elimina la necesidad de detener el proceso productivo inmediatamente. Esta ventaja tiene gran valor en muchas industrias donde la operación de un interruptor en un momento crítico del proceso puede llevar a la pérdida de la producción, materiales y/o equipamiento.[8, 9]

Estos sistemas eléctricos en realidad se aterran a través de la reactancia capacitiva de los cables energizados. La capacidad del mantenimiento del servicio, a pesar de la falla de una fase a tierra, está dada porque las tensiones entre fases se mantienen invariables. Este tipo de falla produce una pequeña corriente a través de las capacitancias a tierra de las fases no falladas (como se observa en la figura 1.5).[1, 8]

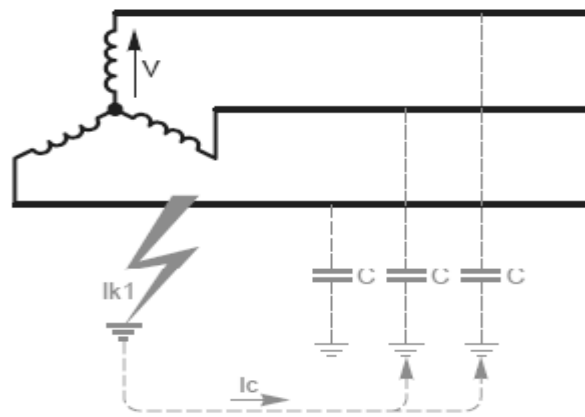


Figura 1.5. Falla monofásica en sistema aislado de tierra.[7]

En estos sistemas las fallas a tierra se pueden identificar con un relé de tensión de secuencia cero o uno de tensión trifásico, con el inconveniente de que no son selectivos y para la identificación de la falla es necesaria la desconexión secuencial de conductores.[1, 4-6]

La corriente de falla I_{k1} se puede calcular por la expresión siguiente: [4, 7]

$$I_{k1} = 3 * C * w * V \quad (1.1)$$

C: capacitancia de una línea a tierra;

W: frecuencia angular de operación del sistema ($w=2*\pi*f$);

V: tensión de fase a neutro.

El gran inconveniente de estos sistemas, además de la dificultad de la localización de la falla, es que durante la ocurrencia de una falla monofásica, las tensiones de los conductores de fase no fallados a tierra ascienden hasta un 73% por encima del valor nominal. Estos valores de tensiones pueden provocar la ruptura del aislamiento de los conductores y en consecuencia que falle, al menos, un segundo conductor y la falla se convierta en bifásica a tierra.[1, 9, 10]

La experiencia acumulada, mediante la operación de estos sistemas, indica que las sobretensiones asociadas a la operación de sistemas aislados reducen la vida media del aislamiento de los equipos. En estos sistemas la falla de un conductor a tierra también puede ser a largo plazo eliminada, ignorando la indicación de la ocurrencia de la falla y permitiéndola continuar hasta que ocurra la segunda falla, la cual provocaría la interrupción del suministro eléctrico (no se recomienda). La detección adecuada, con un programa organizado para la eliminación de la falla es fundamental en la operación de un sistema aislado de tierra.[1, 6]

1.2 Protecciones utilizadas en sistemas de suministro eléctrico industriales

Las protecciones son una parte esencial en todos los sistemas eléctricos industriales, puesto que se encargan de detectar cualquier fallo u operación anormal en el proceso productivo que pueda provocar daño al personal, pérdida de equipamiento o fallas en el sistema. Este tema toma mayor importancia con el paso de los años, por el crecimiento y la modernización de los equipos empleados en los procesos industriales, que requieren alta calidad en el servicio.[1, 11]

Objetivos de las protecciones: [12]

- Detectar fallas y condiciones anormales de operación;
- Proteger los recursos humanos y materiales de la industria;
- Realizar una operación selectiva (interrumpir el servicio en la menor parte del sistema);
- Actuar de forma rápida y sensible;
- Deben proteger el 100% de la red;
- Ser lo más simple y confiables que se pueda.

En los sistemas de suministro eléctrico industriales existen una gran variedad de protecciones, que se seleccionan acorde a las necesidades y las características del sistema que se desea proteger. Los criterios que se emplean en la selección de las protecciones son los niveles de cortocircuito del sistema y las sobrecargas en las máquinas.[11]

Tipos de dispositivos de protección utilizados en los sistemas eléctricos industriales:[13]

- Fusibles: son los dispositivos más baratos pero pueden actuar solo una vez, luego hay que reponerlo total o parcialmente;
- Interruptores:
 - ✓ Interruptores automáticos (magneto-térmicos): son capaces de actuar de forma automática ante fallas (elemento magnético) o sobrecalentamiento (elemento térmico);
 - ✓ Interruptores accionados por relés: estos son utilizados en media y alta tensión, y su operación depende de sensores (TC y TP) y elementos que actúan sobre el interruptor indicando que debe operar (relés).

El relé es un dispositivo que recibe una señal que causa su operación y en consecuencia la operación de otro equipo. Un relé de protección es un dispositivo que responde ante condiciones anormales de operación en un sistema eléctrico, con la operación de un interruptor que desconecte la sección fallada del sistema con la mínima interrupción del servicio.[11,14]

1.2.1 Tipos y aplicaciones de los relés

Un relé de protección es un dispositivo que se puede energizar por una señal de tensión, una señal de corriente o por ambas. Consiste en un elemento de operación y un conjunto de contactos; el elemento de operación toma la señal de sensores, tales como transformadores de potencial, transformadores de corriente o ambos. Los relés se fabrican en cualquiera de los siguientes tipos básicos: electromecánicos, estáticos, digitales y numéricos.[11]

Los **relés electromecánicos** fueron las primeras formas de relés utilizados en la protección de los sistemas eléctricos y datan de 100 años aproximadamente. Su principio de trabajo es una fuerza mecánica, que causa la operación del relé en respuesta a un estímulo. La fuerza mecánica se genera por un flujo de corriente por uno o más devanados en uno o varios núcleos magnéticos; de ahí su nombre, relés electromecánicos. Por las características constructivas del elemento de operación se pueden clasificar en relés de: atracción magnética (también llamados de atracción de núcleo) y de inducción. [11, 14, 15]

Los relés de **atracción magnética** tienen una parte móvil, llamada armadura, que se atrae hacia un electroimán con el objetivo de cerrar un juego de contactos (ver figura 1.6 A y B).

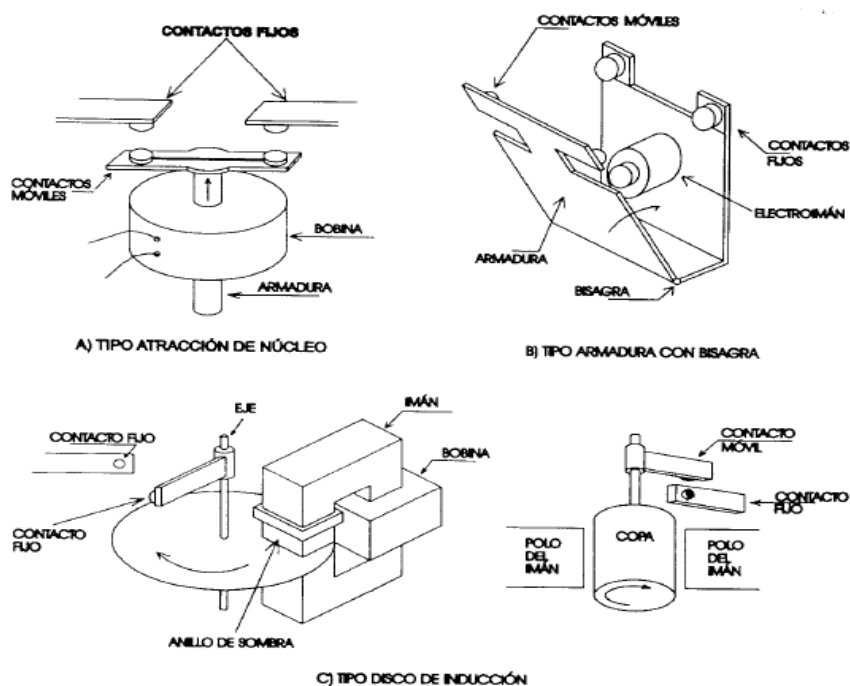


Figura 1.6. Ejemplos de relés electromecánicos.[11]

Los **relés** de **inducción**, o también llamados relés de tiempo inverso, tienen un disco de metal que rota entre los polos de dos electroimanes (ver figura 1.6 C). El torque o movimiento en el disco se produce por la interacción de los flujos y las corrientes asociadas a los dos electroimanes; el torque máximo se genera cuando el ángulo entre los flujos es 90° . [14]

En un **relé** de protección el término **estático** se refiere a la ausencia de partes móviles para crear su característica de operación. La aplicación de los relés estáticos tiene sus comienzos en los inicios de los años 60 del pasado siglo; su diseño se basa en el uso de dispositivos de electrónica analógica, en lugar de bobinas e imanes. En sus inicios se construían con elementos tales como diodos y transistores en conjunto con resistores, capacitores e inductores; pero los avances en la tecnología permitieron el uso de circuitos integrados en versiones posteriores para el procesamiento e implementación de funciones lógicas. Mientras los circuitos básicos podían ser comunes para numerosos relés, el ensamblaje seguía restringido a una protección por caja, por lo que en funciones complejas requería varias cajas de relés correctamente interconectados. Por esto se consideran un remplazo electrónico para relés electromecánicos, con adicional flexibilidad en los ajustes y ahorro en espacio. [15]

Los **relés** de protección **digital** introdujeron un gran cambio en la tecnología, los microprocesadores y microcontroladores remplazaron los circuitos analógicos presentes en los relés estáticos. Los primeros ejemplos de estos relés se pusieron en funcionamiento alrededor de 1980. En comparación con los relés estáticos, los digitales incorporan la conversión analógica-digital (A/D) de todas las cantidades analógicas medidas y usan un microprocesador para implementar el algoritmo de protección. [15]

A pesar de todos los avances que presentaban los relés digitales seguían teniendo limitaciones en cuanto a la capacidad de procesamiento y memoria, a causa de esto es que 5 años más tarde aparecen los **relés numéricos**. Estos últimos se diferencian de los digitales en pequeños detalles técnicos y generalmente se ven como la evolución natural de los primeros como resultado de los avances de la tecnología. Los relés numéricos típicamente usan un procesador digital de señal especializado, donde las señales analógicas de entrada se convierten en representaciones digitales y se procesan según el algoritmo matemático apropiado. Además, la constante reducción del precio de los microprocesadores y los dispositivos digitales asociados, han permitido que se pueda fabricar un solo relé con un amplio rango de funciones. Mediante el uso de múltiples microprocesadores, un gran número de funciones que se implementaban en dispositivos separados ahora se pueden incluir en uno solo. [15]

1.2.2 Dispositivos de protección según nivel de tensión

Para las instalaciones de baja tensión existen básicamente tres dispositivos de protección; los interruptores, los fusibles y la combinación de ambos.

Los **interruptores** se dividen en: interruptores en aire e interruptores en caja moldeada. La utilización de estos dispositivos se orienta principalmente a la protección de motores y alimentadores.[11]

Los interruptores en aire se usan generalmente como protección de los conductores principales. Se caracterizan por su construcción compacta y se encuentran disponibles para valores de corriente de carga elevados y capacidades interruptivas distintas.[11]

Los interruptores en caja moldeada por lo general son de tipo magneto-térmico y se usan frecuentemente en la protección de alimentadores secundarios y circuitos derivados. Como su nombre lo indica el mecanismo de interrupción se encuentra contenido en una caja moldeada y aislada (como se observa en la figura 1.7). Generalmente tienen una alta capacidad interruptiva y presentan elementos de restablecimiento para permitir operaciones repetitivas.[11]

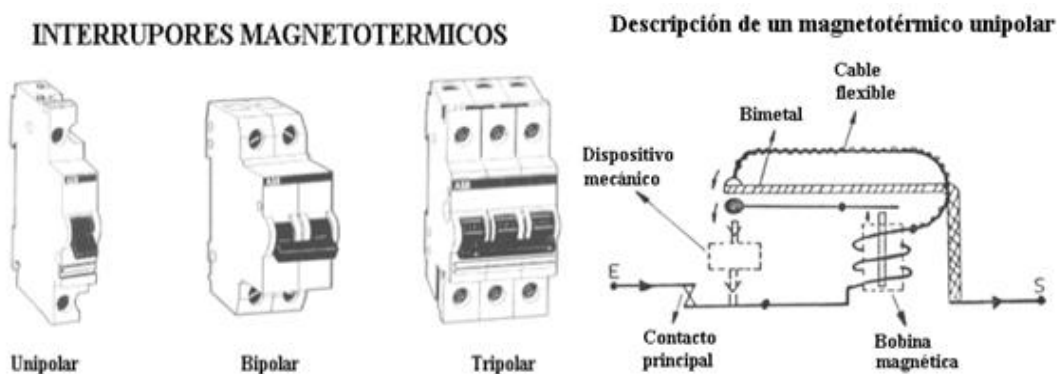


Figura 1.7. Interruptores de caja moldeada y esquema de un interruptor magneto-térmico unipolar.[13]

La acción de disparo magneto-térmica es de propósito general y se logra por medio de dispositivos que se encuentran disponibles en la mayoría de los interruptores. La combinación de los elementos de disparo térmico y magnético proporciona una protección muy precisa, contra sobrecarga y cortocircuito, en conductores y equipamiento. Los interruptores magneto-térmicos reaccionan a las sobrecargas por medio de un elemento térmico (este elemento consiste en una lámina bimetálica, este disparo por lo general tiene un retardo de tiempo introducido por la demora en el calentamiento de los metales) y ante sobrecargas severas o en especial cortocircuitos actúa de forma instantánea el elemento magnético (se logra con un electroimán conectado en serie con la corriente de la carga).[11, 13]

Los **fusibles** son el medio más antiguo de protección de los circuitos eléctricos, cuyos tipos principales de los que se usan en baja tensión se muestran en la figura 1.8. Estos dispositivos protegen contra sobrecorrientes; esta operación es posible por el elemento fusible que abre el

circuito cuando se calienta (por efecto Joule), por la acción de una corriente de mayor magnitud que para la que fue fabricado. Son simples en construcción, compactos y relativamente baratos. Actualmente estos dispositivos se fabrican de forma tal que el elemento que se funde quede totalmente encerrado, y la forma de la carcasa que lo rodea depende del tamaño y la capacidad del fusible.[11, 13]



Figura 1.8. Tipos de fusibles.[11]

Un gran inconveniente que tienen los fusibles es la imprecisión que tiene su curva característica de fusión frente a otros dispositivos que se emplean para el mismo fin, como son los interruptores automáticos. Otro de los problemas es la independencia de actuación de los fusibles en una línea trifásica, puesto que con la fusión de uno la línea queda con solo dos fases conectadas, con los inconvenientes que ello acarrea.[13]

En sistemas eléctricos donde los niveles de tensión superan los 600 V o 1000V, según criterios de clasificación, también se utilizan interruptores y fusibles, diferentes a los de menores niveles de tensión en las características constructivas. Para estos niveles de tensión existen gran variedad de fusibles e interruptores, y se dividen principalmente en las siguientes categorías:[11]

- Fusibles de potencia limitadores de corriente;
- Fusibles de potencia no limitadores de corriente;
- Fusibles tipo distribución para uso en cortocircuitos;
- Interruptores en aire;
- Interruptores en vacío;
- Interruptores en aceite;
- Interruptores en gas.

Fusibles de potencia limitadores de corriente: este tipo de fusibles se diseña para fundirse antes de que la corriente de cortocircuito alcance su valor pico, como se muestra en la figura 1.9, por lo tanto limitan la corriente a niveles seguros para el equipo y/o dispositivos que se van a proteger. Esto es posible por la presencia de una laminilla de plata que se conecta entre ambos extremos del fusible; la laminilla de plata conduce normalmente la corriente nominal

debido a que el calor que esta corriente produce se absorbe rápidamente, mientras que las corrientes anormales la funden instantáneamente.[11]

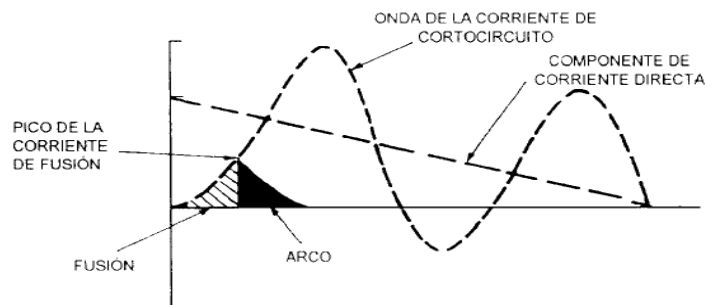


Figura 1.9. Característica de la onda de corriente de los fusibles limitadores de corriente.[11]

Fusibles de potencia no limitadores de corriente: son similares a los de tipo cartucho utilizados en los sistemas de 600 V o menores. Básicamente están formados por un tubo aislante con extremos atornillables y un eslabón fusible. Algunos tienen el tubo relleno de ácido bórico y otros son de tipo expulsión (cuando operan expulsan gases calientes).[11]

Fusibles tipo distribución para uso en cortocircuitos: estos se utilizan en redes aéreas; su uso en industrias está limitado, ya que están restringidos en instalaciones interiores.[11]

Interruptores en aire: tienden a ser utilizados en interiores, y como su nombre lo indica, interrumpen solo con aire entre sus contactos (ver figura 1.10).

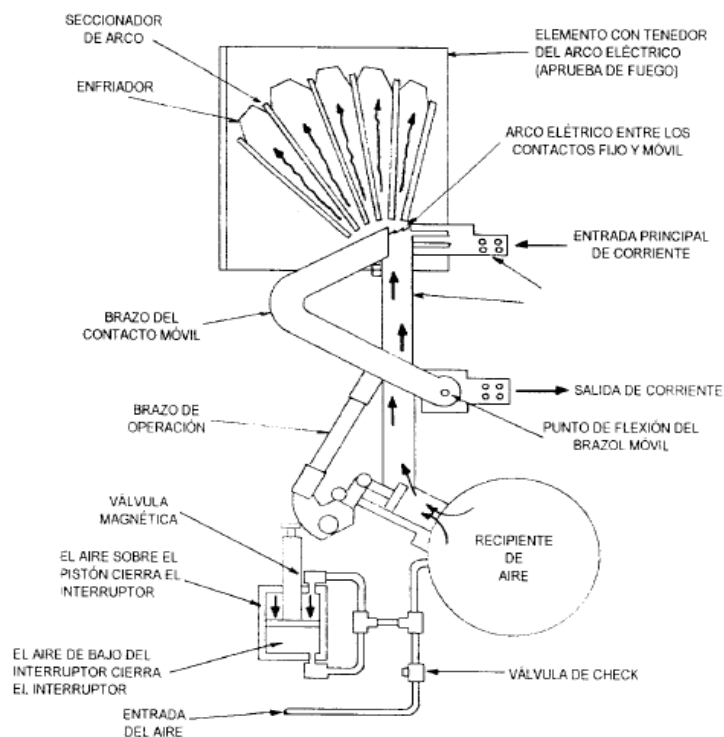


Figura 1.10. Interruptor en aire mostrando el mecanismo de operación con chorro de aire.[11]

Se fabrican para operar, por lo general, con voltajes en el rango de 2,4 a 34,5 kV. El aire de una fuente de aire comprimido se usa para abrir o para cerrar la navaja de los contactos móviles bajo carga eléctrica; este aire se inyecta justo en el momento en que se debe extinguir el arco eléctrico para prevenir daños por calentamiento [11]

Interruptores en vacío: como su nombre lo indica en este tipo de interruptores los contactos eléctricos operan mecánicamente en una cámara de vacío, puesto que el mejor dieléctrico es el que menor cantidad de electrones libres ofrece. Presentan grandes ventajas en su uso porque son más rápidos para extinguir el arco eléctrico, producen menos ruido durante la operación, el tiempo de vida de los contactos es mayor y elimina o reduce sensiblemente el riesgo de explosiones potenciales por presencia de gases o líquidos. Su mantenimiento es reducido y se pueden usar en casi cualquier lugar.[11]

Interruptores en aceite: este tipo de interruptores fueron de uso popular durante muchos años para sistemas alimentados con tensiones mayores a los 3 kV. Básicamente tienen un recipiente que contiene aceite, dentro del cual se instalan los contactos y el mecanismo de operación, de tal forma que el arco eléctrico que se forme se extinga por medio del aceite. El arco eléctrico que se produce durante una falla causa la disociación del aceite hidrocarburo en hidrógeno y carbón; el hidrógeno extingue el arco y el carbón produce mezclas con el aceite. Como el carbón es una sustancia conductora el aceite se debe cambiar luego de un determinado número de fallas. Actualmente se aplican en el rango de tensiones de 2,4 a 400 kV.[11, 16]

Interruptores en gas: los interruptores en gas (por lo general SF₆) se utilizan normalmente en alta tensión y extra alta tensión (hasta 765 kV); dichos dispositivos usan un gas inerte donde tiene lugar la separación o el cierre de los contactos eléctricos. Estos interruptores se utilizan principalmente en las instalaciones de los sistemas eléctricos de potencia.[11]

1.2.3 Protecciones de sobrecorriente de fase y tierra en sistemas industriales de media tensión

Las protecciones de sobrecorriente son la forma básica de protección para circuitos con alimentación por un solo extremo (circuitos radiales). En este tipo de circuitos la protección de sobrecorriente debe aplicarse a cada línea por la parte de la fuente de alimentación. Con la protección dispuesta de esta manera, cada dispositivo es capaz de aislar la falla cuando ocurre en la propia línea o en la subestación que recibe potencia de dicha línea.[17]

Los relés de sobrecorriente constituyen uno de los más simples de los usados en la protección de sistemas eléctricos; como su nombre lo indica, se diseña para operar ante un valor de corriente mayor que uno previamente establecido. Presenta dos formas básicas de diseño, el

tipo instantáneo y el de retardo de tiempo. El instantáneo se diseña para operar sin ningún retardo de tiempo intencional ante un valor de corriente mayor que el ajustado y los que presentan retardo de tiempo pueden ser de tiempo definido o de tiempo inverso.[11, 18]

Existen varios métodos para la correcta selectividad de los relés, como son: la selectividad por tiempo, por corriente o por la combinación de ambos. El objetivo del uso de estos tres métodos es la correcta discriminación de la falla por parte del dispositivo de protección. La discriminación o selectividad significa que los dispositivos de protección deben aislar solo la parte fallada del resto del sistema.[19]

Selectividad por tiempo: en este método se le realiza un apropiado ajuste de tiempo a cada relé que controla los interruptores en un sistema de potencia, para asegurar que el interruptor más cercano a la falla opere primero.[19]

Selectividad por corriente: este método se basa en el hecho de que la corriente de falla varía con la posición de la falla, por la diferencia en los valores de impedancia entre la fuente y el lugar de la falla. Por lo que los relés que controlan interruptores se ajustan para operar a un valor de corriente tal que solo el relé más cercano a la falla actúe sobre su interruptor.[19]

Selectividad por tiempo y corriente: cada uno de los dos métodos descritos anteriormente presentan una desventaja fundamental. En caso de la discriminación por tiempo la desventaja se debe al hecho de que las fallas más severas se limpian en un tiempo de operación prolongado. Por otra parte la selectividad por corriente solo se puede aplicar cuando hay una considerable impedancia entre los dos interruptores en cuestión. Debido a las limitaciones anteriores es que se desarrolla la característica de tiempo inverso en los relés de sobrecorriente. Con esta característica, el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de la falla, y es función del tiempo y la corriente. Para una gran variación en la corriente de falla entre los dos extremos de un conductor, el tiempo de operación más rápido se alcanza por los relés cercanos a la fuente, donde el nivel de la falla es mayor.[19]

La característica de tiempo/corriente de los relés de tiempo inverso se puede ser variar, dependiendo del tiempo requerido y las características de los otros dispositivos de protección usados en la red. Para estos propósitos, la norma IEC 60255 define las siguientes características, que se representan en la figura 1.11 tal y como se da por los catálogos de fabricantes en general.[19]

En la mayoría de los casos usar la curva normalmente inversa puede ser satisfactorio, pero si una selectividad correcta no se logra, el uso de las curvas muy inversas o extremadamente inversas pueden resolver el problema. Cuando se usan relés digitales o numéricos, otros tipos de curvas pueden usarse, incluyendo la posibilidad de usar curvas definidas por el usuario.[19]

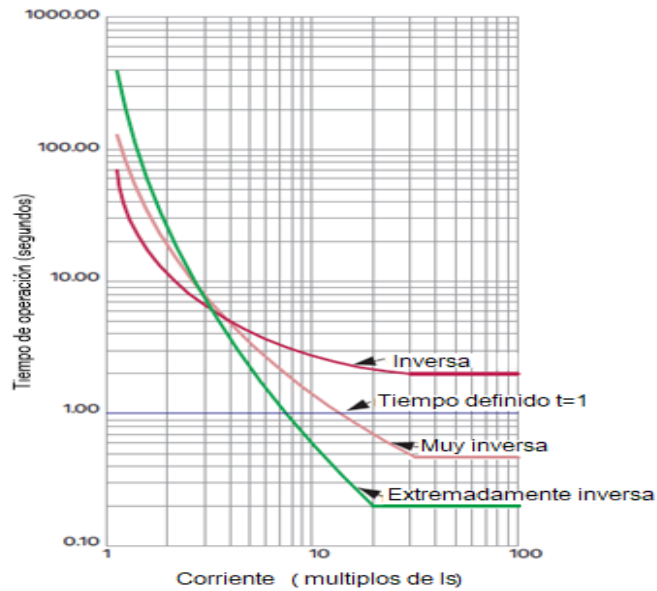


Figura 1.11. Características de los relés de tiempo inverso según la norma IEC 60255.[19]

Las protecciones de sobrecorriente pueden ser trifásicas o bifásicas y de acción directa o de acción indirecta; los circuitos de operación de las de acción indirecta se pueden alimentar con corriente directa o con corriente alterna.[17]

Los esquemas de protección trifásicos responden a todas las formas de fallas, incluidas las de una fase a tierra; por eso se suelen usar en circuitos con el neutro sólidamente aterrado, donde las fallas entre fases y de una fase a tierra tienen mayor probabilidad de ocurrir, un esquema de esta protección se muestra en la figura 1.12.[17]

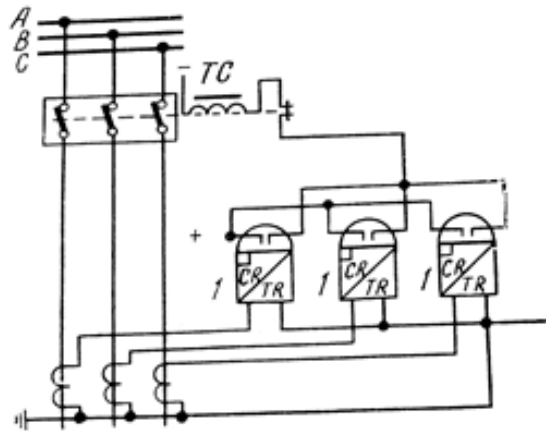


Figura 1.12. Esquema de protección de sobrecorriente trifásico. CR/TR (relé de corriente con retardo de tiempo) y TC (bobina de accionamiento del interruptor) [17]

Los esquemas de protección bifásicos se utilizan principalmente cuando la protección de sobrecorriente debe operar en casos de fallas entre fases. Los transformadores de corriente de la protección se conectan en estrella incompleta; los componentes y la funcionalidad del esquema son los mismos que el del esquema trifásico (ver figura 1.13 a).

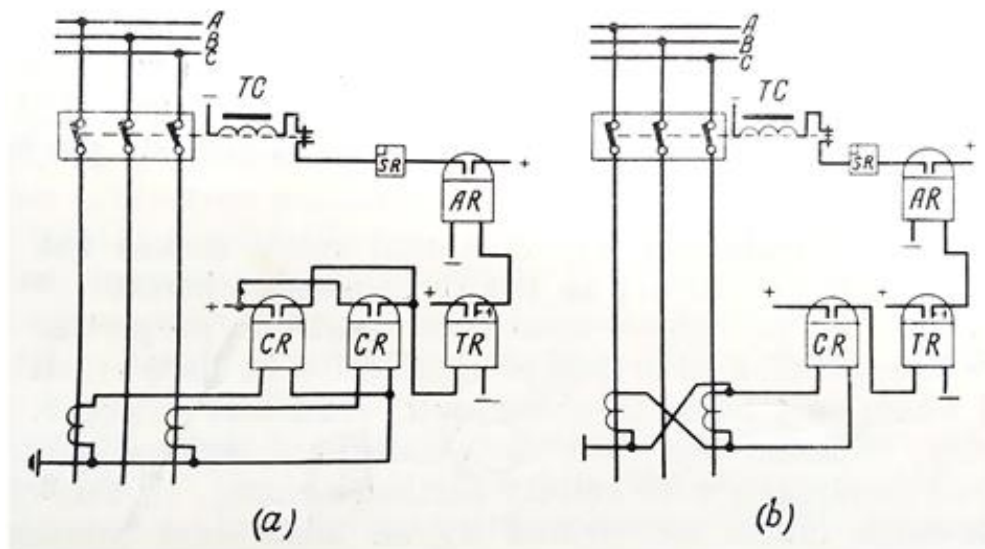


Figura 1.13. Esquema de protección de sobrecorriente bifásico. (a) con dos relés; (b) con un relé. SR (relé de señalización), AR (relé auxiliar) y TR (relé de tiempo). [17]

Las ventajas del esquema bifásico (con dos relés) son:[17]

- Responde a todas las fallas entre fases que ocurren en las líneas (como en el trifásico).
- En caso de falla a tierra en dos puntos diferentes de un circuito con el neutro aislado de tierra, brinda operación selectiva con mayor frecuencia que el esquema trifásico.
- Es menos costoso y requiere menos equipamiento y cableado.

La desventaja de este tipo de esquemas es la baja sensibilidad, en comparación con el trifásico, en un evento de falla bifásica detrás de un transformador con conexión delta-estrella. Cuando una falla entre dos fases ocurre en un lado del transformador, la corriente que circula por una fase en el otro lado es $\frac{2}{\sqrt{3}}I_{cc}$ y la que circula en las otras dos fases es la mitad de esta. La sensibilidad de esta protección se puede aumentar instalando un tercer relé de sobrecorriente en el cable común del circuito de corriente; la inclusión de este relé hace que este esquema sea igual de sensible que el trifásico.[17]

En algunos casos se utiliza un solo relé de sobrecorriente, como se muestra en la figura 1.13 b, para redes de distribución de 6-10 kV y en esquemas de protección de motores; este tipo de esquema tiene algunas desventajas que limitan su utilización:[17]

- Menor sensibilidad en comparación con el de dos relés.
- La protección no opera ante uno de los tres posibles casos de fallas por detrás del transformador con conexión delta-estrella.
- No opera cuando el relé o la conexión con los transformadores de corriente fallan.

Para la protección contra fallas entre fases en circuitos radiales, como los que se utilizan en las industrias, la protección no tiene que ser direccional para lograr la selectividad en su operación.

Los relés de falla a tierra son de gran utilidad, puesto que son las fallas más comunes en los sistemas eléctricos. Una protección más sensible contra falla a tierra se puede obtener mediante el uso de un relé que responda solo a la corriente residual del sistema; con este método el relé de falla a tierra no se afecta por la corriente de carga del sistema. El ajuste tan pequeño que permiten estos relés es muy útil porque estas fallas pueden estar limitadas en magnitud por el tipo de aterramiento del neutro.[7, 19]

Cuando se usan relés electromecánicos, los elementos de falla a tierra generalmente son similares a los elementos de fase, y el ajuste se puede hacer de forma similar.[19]

En la figura 1.14 se pueden observar ejemplos de conexiones de protecciones contra fallas a tierra.

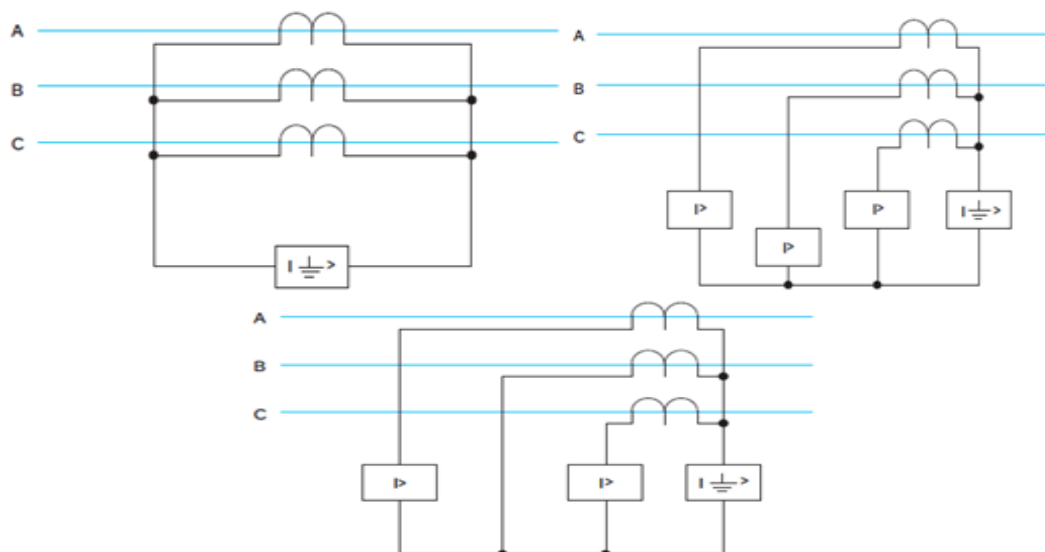


Figura 1.14. Conexiones de protecciones contra contacto a tierra.[19]

Es bastante común conectar a tierra los sistemas de alta y media tensión a través de una impedancia que limite los valores de corriente de falla a tierra. Una falla a tierra que no involucre conductores de tierra, puede provocar el flujo de una corriente insuficiente para operar un sistema de protección normal. Para superar este problema es necesario darle a la protección de falla a tierra un ajuste considerablemente menor que la protección normal de línea; esto no representa problema alguno para los relés modernos, tanto digitales como numéricos, no siendo así para los relés electromecánicos debido a la carga que representan para el transformador de corriente.[19]

La sensibilidad requerida en este tipo de protecciones no se puede brindar por un transformador de corriente convencional. Normalmente se usa un transformador de corriente de balance; este transformador se monta alrededor de los conductores de las tres fases y el neutro, en los casos que lo tenga, para que la corriente por el secundario del TC sea proporcional a la corriente residual que aparece debido a la falla a tierra. Con el uso de esta

técnica se puede obtener una protección correcta para fallas por debajo del 10% de la nominal del sistema.[9, 19]

En la protección contra fallas a tierra se puede necesitar la aplicación de protecciones direccionales en los siguientes casos:[19]

- En sistemas eléctricos aislados de tierra;
- Para protecciones de falla a tierra donde las protecciones de sobrecorriente sean mediante relés direccionales;
- En sistemas eléctricos puestos a tierra a través de bobinas de Peterson;
- Donde la sensibilidad de la protección de falla a tierra sea insuficiente (el uso de un relé direccional de falla a tierra puede proveer mayor sensibilidad).

En la figura 1.15 (a), se observa el modo de instalación de un relé direccional de tierra, donde los transformadores de corriente se conectan en paralelo de forma que funcione como un filtro de corriente de secuencia cero, y con el mismo objetivo los transformadores de potencial se conectan en estrella-delta rota. El diagrama 1.15 (b) muestra un sistema balanceado donde la tensión residual, vista por los transformadores de potencial, es cero. Mientras que en el diagrama 1.15 (c), se muestra lo que ocurre con la tensión residual del sistema durante una falla a tierra en la fase A.

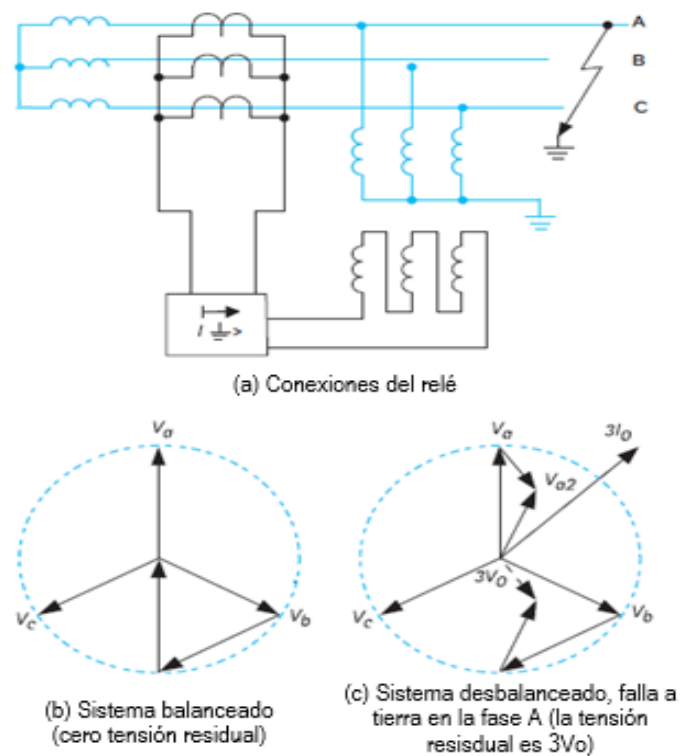


Figura 1.15. Relé direccional de falla a tierra polarizado por voltaje.[19]

1.2.4 Protecciones contra contacto a tierra en sistemas industriales aislados

Los requerimientos para la protección contra falla a tierra, en un circuito con corrientes de falla a tierra pequeñas, presentan grandes diferencias con respecto a los de las protecciones contra cortocircuitos entre fases. Como las fallas a tierra no involucran grandes corrientes y no distorsionan la magnitud de los voltajes entre fases, estas no afectan el suministro a los consumidores. Por lo que, a diferencia de los cortocircuitos entre fases, las fallas a tierra no requieren una limpieza inmediata.[4, 9, 17]

La experiencia muestra que la falla de un conductor a tierra, en circuitos compensados y en circuitos con pequeñas corrientes capacitivas (20-30A en circuitos de 6-10kV), pueden permanecer por cierto período de tiempo (cercano a las dos horas) sin dañar el servicio a los consumidores.[17]

La protección contra falla a tierra más simple es un sistema de alarma no selectiva, que no indica cuál es la sección fallada. Esta protección está compuesta por tres relés de bajo voltaje alimentados por tensiones de fase a tierra, o por un relé de voltaje alimentado por la tensión de secuencia cero. Cuando una falla ocurre, los esquemas envían una señal y el personal responsable debe encontrar la parte fallada desconectando secciones del circuito; además de las interrupciones a los consumidores, requiere de mucho tiempo y no es aconsejable para subestaciones no atendidas.[17, 19, 20]

Se usan como protecciones selectivas contra contactos a tierra, por el hecho de que indican la sección fallada del sistema, las protecciones direccionales y de sobrecorriente que responden a corrientes de secuencia cero. La selectividad en la operación se asegura por la diferencia en dirección y en valor de las corrientes desarrolladas en los conductores sanos y fallados, durante un contacto a tierra. En respuesta a esta diferencia, la protección debe operar sobre la línea fallada y mantener el servicio en las demás.[4, 17, 19]

La aplicación de protecciones de sobrecorriente, que responden a la corriente capacitiva del circuito (corriente de secuencia cero, I_0), es posible solo si la corriente capacitiva total del circuito es mucho mayor que la de cada línea. Si se cumple esta condición se asegura la adecuada selectividad de la protección. Esta protección se utiliza principalmente en circuitos radiales; la principal dificultad en el diseño reside en asegurar la sensibilidad requerida para bajos valores de corriente de falla (10A o menos).[17]

En la figura 1.16 se muestran dos diseños de protección de sobrecorriente con diferencias en la sensibilidad. El elemento sensor consiste en un relé de sobrecorriente (CRO) conectado a un filtro de secuencia cero. La diferencia se introduce por el diseño del filtro que se use. En el esquema de la fig. 1.16 (a) el filtro está formado por tres transformadores de corriente, mientras

que el de la fig. 1.16 (b) es un transformador de corriente de secuencia cero (ZSCT por sus siglas en inglés), además se representan en el esquema un relé de tiempo (TR) y el de salida y señalización (SR). [17]

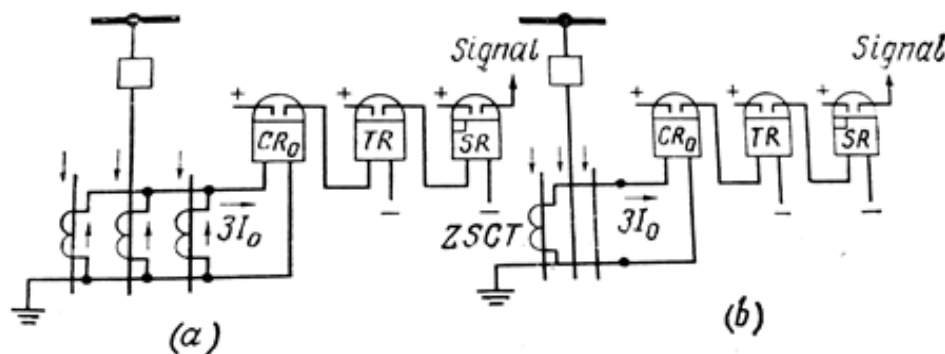


Figura 1.16. Sistema de protección selectivo. (a) Filtro de I_0 con tres transformadores; (b) Filtro de I_0 con un transformador de secuencia cero.[17]

Con el filtro de tres transformadores, la corriente $3I_0$ se obtiene mediante la suma de las corrientes por secundario; y con el transformador de secuencia cero, se obtiene mediante la suma de las tres corrientes por el primario. La diferencia en la forma de sumar las corrientes de las tres fases implica diferencias sustanciales en la sensibilidad de la protección. [4, 7, 17]

La protección con el filtro de tres transformadores tiene algunas desventajas que reducen su sensibilidad:[4, 7, 17]

- La razón de transformación de los transformadores, seleccionada acorde con el valor de corriente de carga de la línea, es grande; como resultado, el valor de la corriente es muy pequeño en un evento de falla a tierra.
- Los relés de sobrecorriente que responden a una corriente tan pequeña tienen una considerable impedancia (30-40 Ω); la impedancia del relé es comparable con la impedancia de magnetización de los transformadores. Obteniéndose una pérdida del 40 o 50 por ciento de la corriente en la magnetización de los transformadores.
- El relé de sobrecorriente de esta protección no debe responder a corrientes de desbalance, debidas a cargas y a fallas entre fases, con lo cual la corriente de operación se asume mayor que la de desbalance. En el filtro de tres transformadores, la corriente de desbalance es igual a la suma de las corrientes de magnetización de los transformadores que forman el filtro, y su valor es comparable con el valor por el secundario en una falla a tierra.

La protección con un transformador de secuencia cero es mucho más sensible. Las principales ventajas son su pequeño desbalance, y la posibilidad de elegir la relación de transformación conveniente sin ninguna restricción debida a la carga. Como resultado, el ZSCT asegura la

operación de la protección para una corriente por primario de aproximadamente 3-5A; la sensibilidad de la protección aumenta a 1-2 A cuando el transformador se usa en combinación con un relé altamente sensible.[4, 7, 17]

En ocasiones, en las instalaciones eléctricas, se usan cables soterrados envueltos por una armadura (de acero y con un cable de protección). Con la experiencia se ha demostrado que la corriente circulando a través de la tierra puede fluir por la armadura de dichos cables; esta corriente puede aparecer durante fallas a tierra cerca del cable y durante la operación de máquinas de soldar. El flujo de esta corriente, en la armadura de un cable soterrado, a través del ZSCT induce corriente en el devanado secundario, y como resultado la operación errónea de la protección. Para prevenir lo antes expuesto es necesario compensar el efecto de la corriente que puede circular por la armadura del cable. Para este propósito, dicha armadura debe estar aislada de tierra en una sección entre la cabeza del cable y el ZSCT. El conductor de tierra se conecta a la cabeza del cable y pasa a través del ZSCT.

El flujo de las corrientes de secuencia cero se presenta en la figura 1.17 para un claro entendimiento de las condiciones de operación de la protección.

Cuando ocurre una falla en una de las fases de la línea L1 (en el punto K, por ejemplo), se desarrolla una tensión de secuencia cero en el punto de la falla (V_{OK}). Esta tensión es responsable por el flujo de la corriente I_0 a través de las capacitancias de fases de cada línea.

A partir de las consideraciones anteriores, sobre el flujo de corriente, se pueden realizar las siguientes conclusiones:[7, 17]

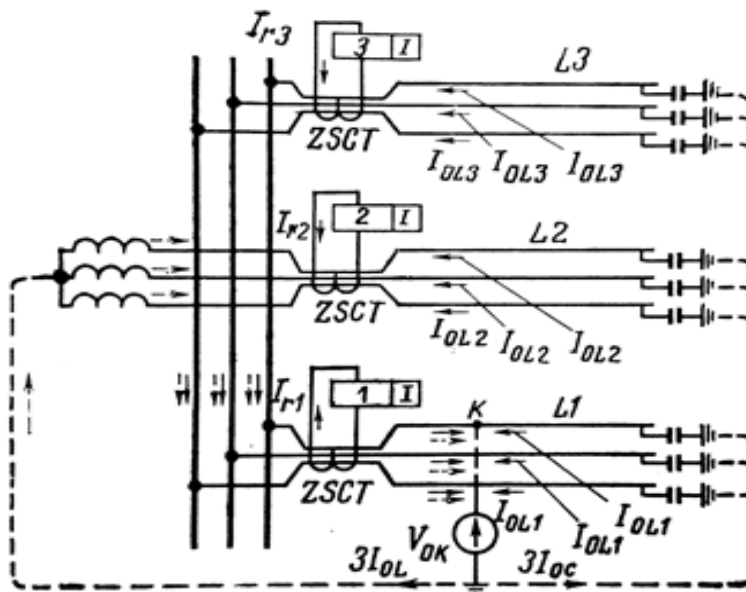


Figura 1.17. Flujo de corrientes de secuencia cero en un evento de falla a tierra en un sistema aislado.

(1) La corriente capacitiva de secuencia cero fluye a través de las líneas sanas y la fallada. La corriente por la bobina de supresión de arco (si existe) circula por la línea fallada.

(2) Las corrientes capacitivas $3I_{OL2}$ y $3I_{OL3}$ fluyen en las líneas sanas L2 y L3 por la protección. Estas corrientes circulan a través de las capacitancias de fase (C_L) de dichas líneas y se dirigen directamente hacia las barras. Se pueden calcular mediante:

$$3I_{OL2} = 3V_{0k} * w * C_{L2} \quad (1.2)$$

$$3I_{OL3} = 3V_{0k} * w * C_{L3} \quad (1.3)$$

(3) La corriente capacitiva (I_{lf}) fluyendo a través de la protección de la línea fallada, es igual a la suma de las corrientes capacitivas de todas las líneas sanas, en otras palabras, a la corriente capacitiva total del circuito menos la corriente capacitiva de la línea fallada. Esta corriente se dirige desde las barras hacia el punto de la falla, por lo que es opuesta a la corriente de las líneas sanas.

$$I_{lf} = 3I_{0c} - 3I_{OL1} = 3V_{0k} * w * C - 3V_{0k} * w * C_{L1} \quad (1.4)$$

(4) El flujo de las corrientes muestra que se pueden usar protecciones direccionales que respondan a la potencia reactiva de secuencia cero causada por la corriente capacitiva.

1.3 Consideraciones para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones de sobrecorriente de fase en alimentadores de media tensión

Actualmente los cables presentan un funcionamiento superior con respecto a los usados unas décadas atrás; incluso así, no tienen una capacidad de potencia ilimitada, por lo cual, necesitan protección para prevenir una operación más allá de esa capacidad. La protección de los cables se requiere para proteger al personal y el equipamiento y asegurar la continuidad del servicio. Desde el punto de vista del equipamiento, el tipo de protección se determina generalmente por los requerimientos económicos e ingenieriles. La correcta protección se alcanza con dispositivos sensibles a la magnitud y la duración de los valores elevados de corriente. [18, 21] Los relés de inducción con curvas muy inversa o extremadamente inversa y los relés estáticos brindan una mejor protección a los cables que los relés con curva normalmente inversa. De cualquier forma, todos los relés de sobrecorriente de inducción o más actuales pueden ajustarse para servir de protección suficiente ante un evento de falla o de gran sobrecarga.[18] Para la correcta aplicación de la protección de sobrecorriente se requiere conocer el valor de la corriente de falla que puede circular por cada parte de la red; los datos fundamentales que se necesitan para un estudio de este tipo son:[19]

- a. El diagrama unifilar de la red, donde se muestren los dispositivos de protección.
- b. Los valores mínimos y máximos de corriente de cortocircuito.
- c. La corriente de carga máxima a través de los dispositivos de protección.

d. La corriente y el tiempo de arranque de los motores.

e. La característica térmica de los transformadores y su corriente de avalancha (“inrush”).

El principal requerimiento para la selección de la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente es que opere de manera confiable ante un evento de falla; y que no lo haga durante el momento de carga máxima o durante un aumento de carga debida al arranque de motores o conexión de transformadores. La alta sensibilidad de la protección debida a una alta respuesta a las corrientes de carga, puede traer consigo una operación incorrecta durante sobrecargas poco peligrosas; una protección extremadamente sensible puede ser una fuente de interrupciones para los consumidores. De lo anterior se tiene que la principal tarea en la selección de la corriente de operación, es que la protección tenga un ajuste confiable para la no operación ante corrientes de sobrecargas tolerables.[15, 17, 22]

Para cumplir el propósito antes expuesto se necesita tener en cuenta dos condiciones:[17]

- 1) Los relés de corriente de la protección no deben actuar ante la máxima corriente de carga ($I_{m\acute{a}x}$), por lo que la corriente de arranque u operación (I_{ap}) de la protección debe ser mayor que la máxima de trabajo.

$$I_{ap} > I_{m\acute{a}x} \quad (1.5)$$

- 2) Los relés de corriente que inicien su operación con el cortocircuito externo se deben restablecer luego de que se limpie la falla, y se reduzca el valor de corriente máxima de carga.

Luego de que se limpie la falla ocurre un incremento en la corriente de carga máxima debido a las corrientes de arranque de los motores; esta corriente decae gradualmente y se establece la corriente de trabajo en la línea. Este incremento de la $I_{m\acute{a}x}$ se tiene en cuenta con el factor de arranque k_{st} , de donde la corriente de separación de los contactos o reposición (I_d) es:[17]

$$I_d > k_{st} * I_{m\acute{a}x} \quad (1.6)$$

Si se cumple la condición (1.6) entonces se satisface la (1.5), puesto que la corriente de reposición siempre es menor que la corriente de operación. La elección de la corriente de separación de los contactos (drop-out) se hace gobernada por la siguiente condición:[17]

$$I_d = k_{saf} * k_{st} * I_{m\acute{a}x} \quad (1.7)$$

El factor de seguridad (k_{saf}) toma en cuenta el posible error en la magnitud de la corriente de reposición del relé y se considera igual a 1,1-1,2. La corriente de operación de la protección puede ser derivada de la relación entre la corriente de reposición y la corriente de operación del relé de corriente: $I_d / I_{op} = k_{rst}$. Al poner el valor de I_d dentro de esta expresión se obtiene la corriente de arranque u operación correspondiente:[17]

$$I_{ap} = \left(\frac{k_{saf}}{k_{rst}} \right) * k_{st} * I_{m\acute{a}x} \quad (1.8)$$

La corriente secundaria de operación o arranque del relé (I_{ar}) se calcula con la ayuda de la relación de transformación del transformador de corriente N_{ct} y el coeficiente k_{sch} llamado factor de esquema o de conexión:[17]

$$I_{ar} = k_{sch} \left(\frac{I_{ap}}{N_{CT}} \right) \quad (1.9)$$

Para la conexión en estrella, tanto completa como incompleta, el k_{sch} es uno. Para esquemas donde el relé se conecta para que responda a la diferencia de corriente de dos fases es $\sqrt{3}$. [17]

La corriente de operación se chequea para la condición de sensibilidad. El chequeo se realiza con el valor mínimo de corriente de cortocircuito (I_{ccm}) al final de la zona de protección. La zona de acción de la protección de sobrecorriente debe cubrir la línea protegida y la sección adyacente a ella. La sensibilidad de la protección se haya por medio del factor de sensibilidad (k_s): (El Código Eléctrico permite un k_s mínimo de 1,2) [17]

$$k_s = I_{ccm} / I_{ap} \geq 1,2 \quad (1.10)$$

1.4 Consideraciones para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones contra contacto a tierra en alimentadores de media tensión en un sistema aislado

Para que la protección contra contactos a tierra realice una operación selectiva, su corriente de operación o arranque se debe ajustar de forma tal que no opere para la corriente capacitiva en la línea protegida ante un evento de falla a tierra de otras líneas, o ante un desbalance en las corrientes debido a la ocurrencia de un cortocircuito.[9, 17]

El valor de la corriente capacitiva por la línea en un evento de falla a tierra es igual a tres veces el valor de corriente de secuencia cero por ella:[9, 17]

$$I_L = 3 * V_{ph} * w * C_L \quad (1.11)$$

En la expresión (1.11) se tiene que V_{ph} es la tensión de fase a neutro del sistema, W es la frecuencia angular que se calcula como $W=2*\pi*f$ y C_L es la capacitancia de la línea protegida.

La aparición de arcos intermitentes, en el área de la falla a tierra, puede ser responsable de impulsos ("rushes") de corriente capacitiva de 4-5 veces más grandes que su valor de estado estable. Así, se tiene que la corriente primaria de arranque de la protección (I_{ap}) es:

$$I_{ap} = k_{saf} * k_{rush} * 3V_{ph} * w * C_L \quad (1.12)$$

El factor de seguridad $k_{saf} = 1,1-1,2$. El factor que tiene en cuenta los impulsos de corriente capacitiva $k_{rush} = 4-5$; cuando se introduce un retardo de tiempo $k_{rush} = 2-3$.

Así, la corriente de arranque se ajusta confiablemente contra las corrientes de desbalance obtenidas del ZSCT, no solo bajo carga, sino también para fallas entre fases.[9, 17]

La sensibilidad de la protección contra fallas a tierra se chequea con la razón entre la corriente que fluye a través del ZSCT de la línea fallada y la corriente de arranque de la protección como muestra la expresión (1.13). El numerador I_{fl} se selecciona acorde a la ecuación (1.4). Se considera suficiente un factor de sensibilidad k_s de 1,25 para este tipo de protecciones.[17]

$$k_s = I_{fl}/I_{ap} \quad (1.13)$$

La protección de sobrecorriente se vuelve impráctica en circuitos radiales donde la corriente capacitiva inherente de algunas líneas es grande y comparable con la corriente capacitiva de todo el circuito. En este caso existe la posibilidad de usar esquemas de protección direccional, el cual no requiere ajuste contra la corriente capacitiva inherente de la línea protegida.[9, 17]

La protección direccional consiste en un relé direccional de potencia, que se conecta a una tensión y corriente de secuencia cero. En un circuito no compensado, la protección responde a la potencia de secuencia cero producida por la corriente capacitiva de la línea. Como las direcciones de la corriente y, en consecuencia, el flujo de potencia en las líneas sanas y la línea fallada son opuestas (ver figura 1.17), el relé direccional es capaz de localizar la línea fallada. El uso de la protección direccional no es aconsejable en un circuito con sobrecompensación de la corriente capacitiva, puesto que la corriente reactiva de la línea fallada y la corriente capacitiva de la línea sana fluyen en la misma dirección.[17]

Para brindar selectividad cuando ocurre una falla a tierra en el circuito, el relé de la protección direccional se debe ajustar contra desbalance de corriente y de tensión, debidos a la carga conectada a la línea en cuestión. Los relés usados en este tipo de protección deben ser altamente sensibles; es por esto que cuando el devanado de corriente del relé se alimenta de un ZSCT, es necesario tener en cuenta el error en el ángulo de fase del transformador.[17] Para que la protección direccional opere correctamente, se necesita que el relé y los instrumentos de transformación tengan una alta precisión. La experiencia en el uso de estas protecciones muestra un porcentaje relativamente alto de operaciones incorrectas.[9, 17]

1.5 Conclusiones parciales

- Las protecciones de sobrecorriente de fase y el cálculo de sus parámetros de ajuste de forma general, se aborda ampliamente en la bibliografía, pero las particularidades y consideraciones prácticas para su aplicación en redes industriales de media tensión es menos explicado.
- El estudio de estas protecciones contra contactos a tierra en redes industriales aisladas, y más aún su ajuste, es complicado y poco tratado en la búsqueda realizada en la bibliografía clásica de protecciones y artículos más actuales.

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA TEXTILERA, ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN MEDIA TENSIÓN

En este capítulo se ofrece la representación del sistema eléctrico de la textilera “Desembarco del Granma”, fundamentalmente en el nivel de media tensión, así como los esquemas de protecciones de los alimentadores utilizados en dicho nivel de tensión. Se muestran además los niveles de cortocircuitos en 6 kV y una breve introducción al software utilizado con tal propósito.

2.1 Descripción del sistema eléctrico de la empresa

La energía eléctrica llega a la empresa desde el Sistema Eléctrico Nacional mediante un circuito de doble alimentación, a través de la subestación eléctrica principal de 110 / 6,3 kV. Consta de dos transformadores de 15 MVA, protegidos por el lado de baja por interruptores de 2000 A, cuyos datos se muestran en la figura 1 del Anexo 1. Ambos transformadores permiten la regulación automática del voltaje secundario con cambia tap por el primario sin afectación de la carga. Además presenta dos bancos de capacitores y un generador de emergencia de 100 kVA, encargado de alimentar algunas zonas de la fábrica cuando existen interrupciones en el sistema eléctrico. Cuenta con un panel de control central para la recepción y distribución. La subestación está alimentada por dos líneas como se puede observar en el monolineal de la figura 2.1, de ellas solo se encuentra trabajando la línea proveniente de la subestación Santa Clara 110kV, mediante el interruptor aéreo trifásico de operación neumática 8553; es la línea de la que en condiciones normales se nutre la empresa. La otra fuente de alimentación proviene de la Sub-Santa Clara 220kV, que se utiliza solo en casos de averías o afectación en la anterior, a través del interruptor aéreo trifásico de operación neumática 8556.

También existen los interruptores aéreos trifásicos de operación neumática 8551 y 8552 que enlazan las secciones del TRF1 con el TRF2 por 110kV. Normalmente ellos están cerrados permitiendo alimentar simultáneamente a los dos transformadores desde una línea u otra. En la actualidad se encuentra trabajando el TRF2, debido a la disminución de la demanda en la empresa.

La subestación alimenta por secundario dos barras que se mantenían normalmente aisladas eléctricamente, aunque actualmente se encuentran enlazadas a través de las cuchillas L203.

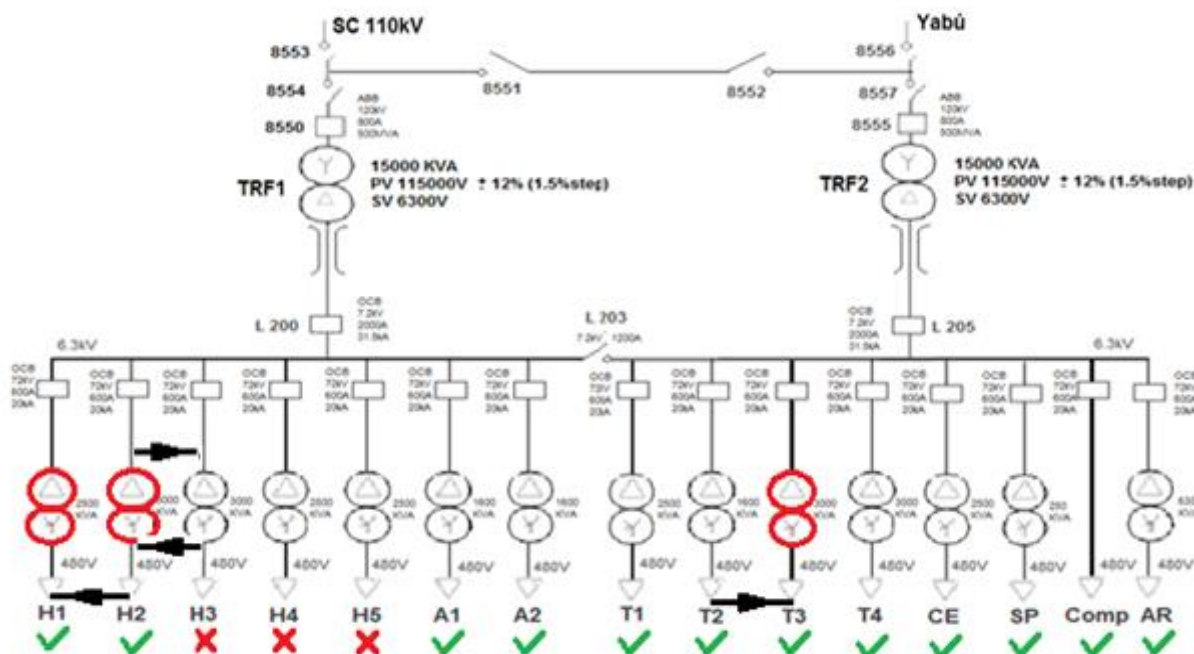


Figura 2.1 Subestación principal de la industria

La energía eléctrica se distribuye a 2 turbocompresores de refrigeración de 6 kV (que en estos momentos no están operando) y a 11 subestaciones auxiliares de 14 que existían originalmente, situadas en diferentes plantas y a través de sus respectivos alimentadores, protegidas por interruptores de 600 A, cuyos datos se muestra en la figura 2 del Anexo 1.

Existen algunas conexiones particulares como son los casos que se muestran en la figura 2.1, donde la subestación H2 se alimenta a través del TRF de H3 y esta a su vez enlaza a H1 por la barra de baja tensión, situación similar que se presenta en T3 que se alimenta de T2.

Las subestaciones auxiliares reducen el voltaje de 6.3 kV a 480V. Cada una tiene una pizarra de distribución con interruptores (breakers) de diferentes capacidades. Existen interruptores de 400 A, que son los que protegen los bancos de capacitores y los centros de control de motores de las cámaras de clima. Los interruptores de 225 A, que protegen la alimentación de las máquinas del proceso productivo y los de 100 A, para iluminación.

2.2 Confección y/o actualización del diagrama monolineal de la Textilera “Desembarco del Granma”

Para la actualización del diagrama monolineal se realiza un trabajo de campo y consulta documental junto al personal técnico de la entidad, con el que se obtienen los datos del escenario de operación típico actual, en régimen de máxima y mínima. El mismo se simula en el software IPA como se muestra, de forma abreviada, en la figura 2.2, los datos de cada

elemento son editables en el programa. Es de destacar que se realizaron varias consultas y variaciones al esquema original, en cuanto a las últimas inversiones realizadas, fundamentalmente en los cables de media tensión y en el régimen de operación típico de los consumidores que sugieren los especialistas para realizar este proyecto.

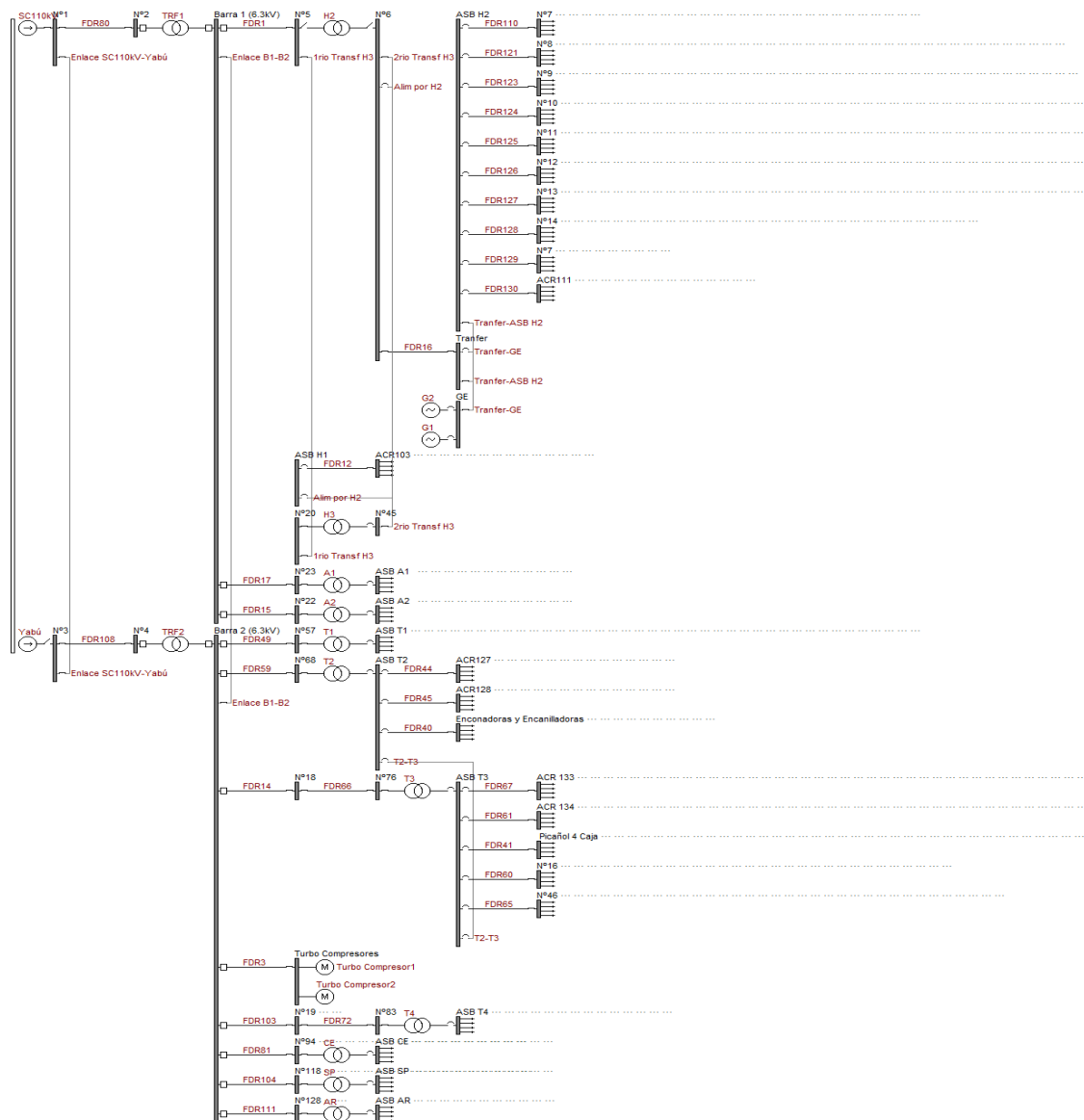


Figura 2.2 Diagrama monolineal de la Textilera "Desembarco del Granma"

2.3 Esquemas de protecciones de sobrecorriente de fase en media tensión. Relés e interruptores utilizados. Consideraciones

Como se señala anteriormente, la Empresa Textil "Desembarco del Granma" cuenta con 14 subestaciones reductoras, encargadas de transformar la tensión de 6,3kV a 480V para la

adecuada alimentación de las cargas, los alimentadores de todas ellas presentan esquemas de protecciones como el mostrado en la figura 2.3.

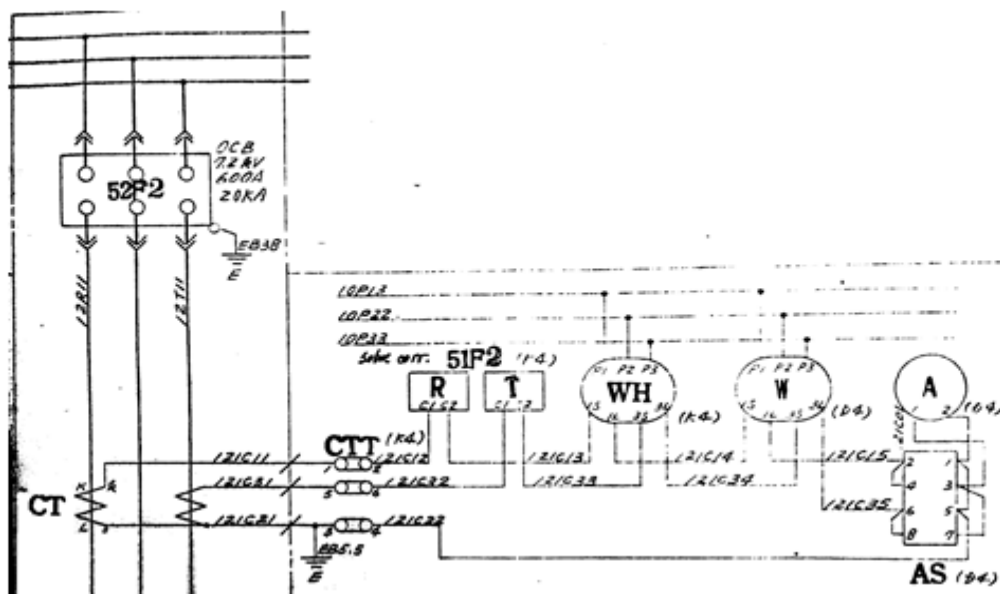


Figura 2.3. Esquema general de las protecciones de fase en media tensión.

Se observa que es un sistema de protección de sobrecorriente bifásico, o sea, con dos relés (del tipo descrito anteriormente en la figura 1.13 a). R y T son los relés de sobrecorriente, en este caso de tiempo inverso. Además en el esquema se aprecia la utilización de un amperímetro (A), un watímetro (W), y un lector de consumo de energía (WH).

En la alimentación de todas las subestaciones reductoras se utilizan interruptores en aceite (OCB, Oil Circuit Breaker, por sus siglas en inglés) de 7,2kV, 600A y con capacidad interruptiva de 20kA (ver Anexo 1 figura 2). Los cables alimentadores que suministran la energía eléctrica a las subestaciones son de reciente instalación, del fabricante “General Cables Hersatene”, de tipo RHZ1-OL H16 de aluminio con sección transversal 240 mm² (ver Anexo 1 figura 3). Las diferencias constructivas fundamentales en los esquemas de protección de fase de las subestaciones residen en los transformadores de corriente (CT, por sus siglas en inglés); como en ellas varía la carga instalada, en consecuencia varían también los niveles de corriente de carga y con ellos la relación de transformación de los TC (Ver tabla 2.1).

Tabla 2.1. Potencia en cada subestación y transformadores de corriente utilizados en su alimentador y en los Turbo Compresores:

Subestaciones	Transformadores Potencia (kVA)	TC (A)
H1	2500	300/5
H2	3000	400/5
H3	3000	400/5
H4	2500	300/5
H5	2500	300/5
A1	1600	200/5

A2	1600	200/5
T1	1600	200/5
T2	1600	200/5
T3	3000	400/5
T4	3000	400/5
CE	2500	300/5
AR	630	75/5
SP	250	50/5
Turbo Compresores	-	600/5

La instalación y los datos de chapa de uno de los TC utilizados se muestran en la figura 2.4.



Figura 2.4. TC utilizado en alimentadores de media tensión en la Textilera “Desembarco del Granma” para protección de fallas entre fases.

Las subestaciones reductoras se alimentan de las barras 1 y 2, que actualmente se hallan conectadas a través de las cuchillas L-203 como se muestra en la figura 2.1. Los alimentadores de suministro a estas barras (entradas o totalizadores de media tensión) tienen un esquema de protección similar al de la figura 2.3, pero presentan un número mayor de instrumentos de medición (como se muestra en la figura 2.5): un lector de consumo de potencia activa (WH), otro de potencia reactiva (VARH), un watímetro (W), un medidor de factor de potencia (PF), un medidor de frecuencia (F), un voltímetro (V) y tres amperímetros (A). Además de registradores de corriente, potencia y tensión, que actualmente se encuentran inhabilitados.

Los relés que utilizan los sistemas de protecciones de fase de las subestaciones son de tipo electromecánicos de sobrecorriente y su característica de operación es de tiempo inverso; son de fabricación japonesa por la empresa Meidensha Electric y con varios años de explotación. Existen diferencias en los modelos de relés empleados en algunas subestaciones, en los turbocompresores se usan de tipo K10-C6YR, en los bancos de capacitores K10-C6R y en las demás subestaciones se emplean K10-CR.

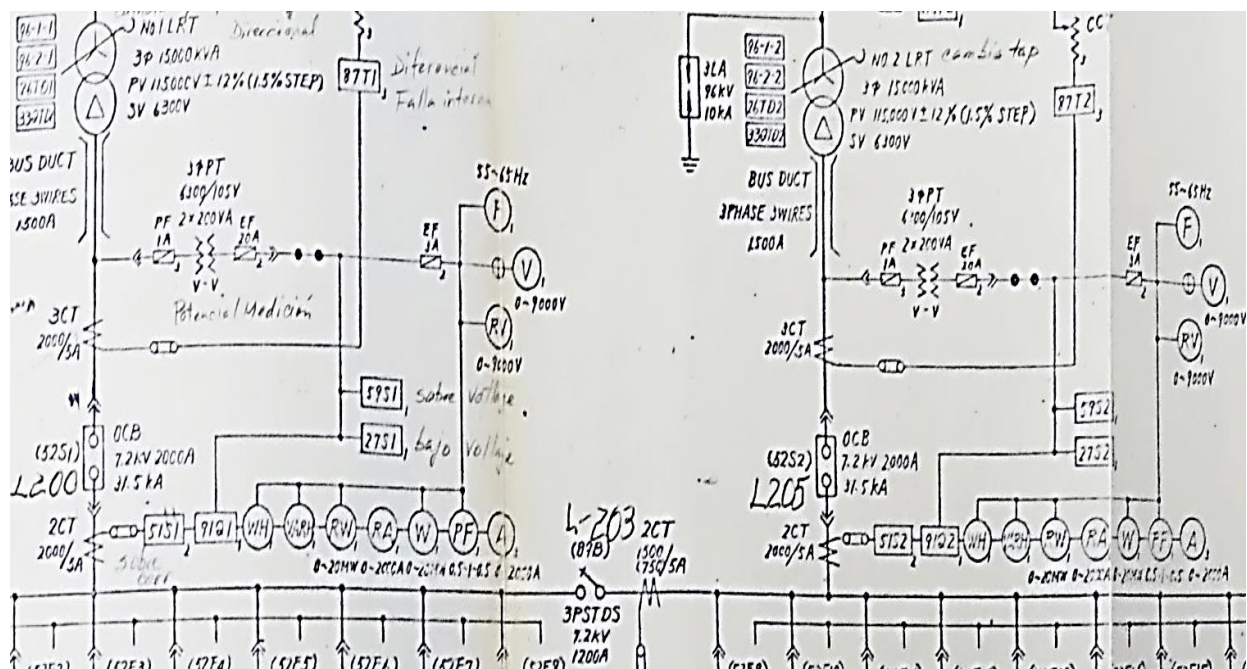
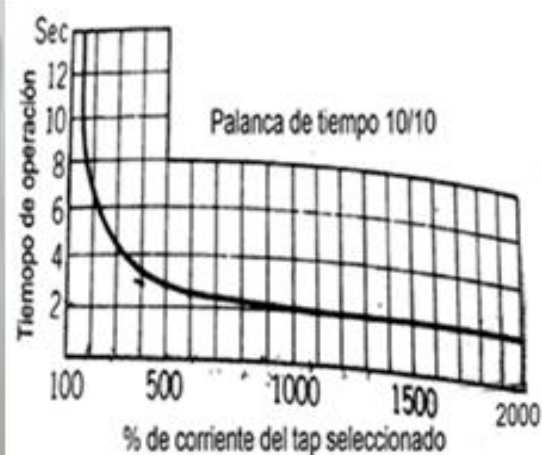


Figura 2.5. Esquema de conexiones de las barras.

La diferente utilización de los relés en un mismo nivel de tensión se debe al tipo de carga a proteger. El fabricante indica que los relés K10-CR se implementen en circuitos y equipamientos de corriente alterna; los K10-C6YR y los K10-C6R para proteger circuitos de corriente alterna contra fallas debidas a cortocircuitos, y máquinas de corriente alterna contra sobrecarga, además de contar con un elemento instantáneo para grandes cortocircuitos; la diferencia entre los dos últimos es el tiempo de operación ante una de las situaciones descritas. El relé K10-CR es un relé tipo transformador con un disco de inducción, con él se pueden obtener características de tiempo inverso y de tiempo definido, se muestra en la figura 2.6.



(a)



(b)

Figura 2.6. (a) Relé K10-CR (b) Característica de ajuste del relé K10-CR.

Tiene una palanca de tiempo que se puede ajustar con un intervalo de cero a diez, su característica de ajuste tiempo-corriente, tal como la da el fabricante, se observa en la figura 2.6 (b). La corriente de operación se ajusta fácilmente insertando una clavija en el tap seleccionado en la placa de ajuste. Este relé asegura una buena operación de sus contactos por la presencia de un contacto auxiliar, como se puede observar en la figura 2.7; y presenta un indicador de operación que actúa en el mismo momento de la operación del relé y continúa funcionando incluso luego de la operación de este. El K10-CR es un relé normalmente abierto y se puede aplicar cuando se dispone de una fuente de corriente directa.

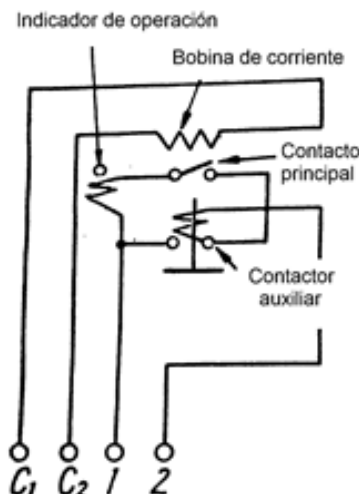


Figura 2.7. Esquema de conexión interna del relé K10-CR.

El relé K10-C6YR tiene dos componentes constructivas importantes en su funcionamiento, el elemento de operación instantánea para la protección contra cortocircuitos y el elemento de tiempo inverso para la protección contra sobrecargas, ver figura 2.8 (a). La característica de tiempo inverso, que se muestra en la figura 2.8 (b), se ajusta de la misma forma que en el anterior, con una palanca de tiempo con un intervalo de cero a diez, tiene un ajuste de 50 segundos para una corriente del 200% la seleccionada en el tap, con la palanca de tiempo en la posición 10/10. Cuenta también con un contacto auxiliar para asegurar la correcta operación de los contactos, y un indicador de operación. El elemento instantáneo está constituido por un núcleo de hierro móvil con un indicador; el ajuste de tiempo se puede conseguir de forma precisa con la perilla ajustable en el frente del relé, como muestra la figura 2.8 (a). Los indicadores de ambos elementos se mantienen activos luego de la operación del relé, hasta que el usuario lo restablezca mediante una palanca en la parte baja de la caja donde se encuentra el dispositivo.

El relé K10-C6R es muy similar al K10-C6YR, solo se diferencian en la curva de operación (ver Figura 2.9); con un tiempo de operación de 6,6 segundos para el 200% de la corriente seleccionada en la placa de ajuste.

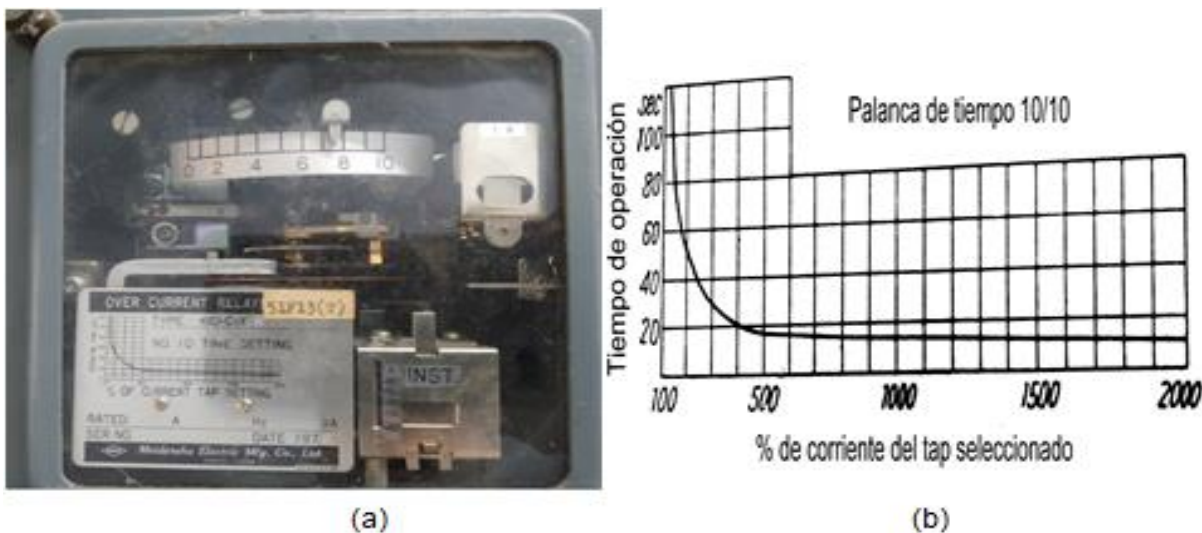


Figura 2.8. (a) Relé K10-C6YR (b) Característica de operación del relé.

La diferencia en el empleo de uno u otro es la carga que protegen. Como los turbocompresores presentan una corriente de arranque elevada y durante período de tiempo grande se protegen con los relés K10-C6YR.

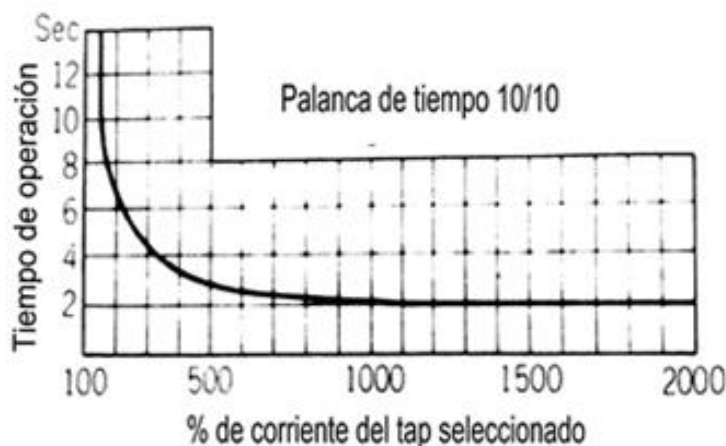


Figura 2.9. Característica de operación del relé K10-C6R

El ajuste actual de los relés que se emplean en la protección de las subestaciones se pueden observar en las tablas 1, 2 y 3 del Anexo 2; estas tablas, disponibles en la fábrica, fueron obtenidas de un estudio de calibración realizado en agosto del 2006, es importante destacar que durante esta tarea no se realizó ningún recálculo de parámetros de ajuste de dichas protecciones, acorde a las condiciones de operación y características de los elementos del sistema de suministro eléctrico más actualizadas en la fábrica.

En un artículo muy reciente, publicado hace apenas un año, en Jurnal Nasional Teknik Elektro, "Migration Between Two Inverse Time-Overcurrent Curves of Different Standard: Experience at

Siguragura Power Station"[23], el autor indica que a causa de la evolución de las protecciones eléctricas se hace inevitable el remplazo de los relés de protección electromecánicos por los relés basados en microprocesadores. En el proceso de reemplazamiento surgen algunos problemas, pero el más retador es el cambio de relés electromecánicos con curvas de tiempo-corriente definidas por el usuario, no normalizadas, hacia relés digitales o numéricos con curvas de operación basadas en los estándares de la IEC o la ANSI/IEEE, especialmente cuando ambos tipos de relés se encuentran instalados en el mismo sistema. En este artículo se le da solución al problema anterior mediante el uso de facilidades que brindan los relés más modernos; como es la introducción de curvas de tiempo semejantes a las de los relés electromecánicos a partir de que se afine el ajuste del múltiplo de tiempo (Time Multiplier Setting, TMS por sus siglas en inglés) de las curvas normalizadas para que se hagan coincidir con los puntos de tiempo y corriente de las curvas no normalizadas.

Como se menciona anteriormente, los relés de protección de sobrecorriente electromecánicos usados en la Textilera datan de varios años de antigüedad, por lo que la documentación disponible en muchos casos no es lo suficientemente explicativa y/o no se dispone específicamente de las características de operación con todas las posibilidades de ajuste. Además a pesar del autor realizar numerosas búsquedas, no existen actualmente en internet referencias a dichos dispositivos, por lo que en varios casos fue necesario utilizar características obtenidas en pruebas eléctricas realizadas a los relés por especialistas en la fábrica, y más aún las obtenidas de forma experimental y mostradas en el artículo [23] que se menciona en el párrafo anterior, lo que demuestra que este problema no es solamente en nuestro país, pero que la inevitable sustitución de estas protecciones por relés numéricos multifuncionales en un futuro cercano en dicha entidad, debe partir de esta filosofía concebida en la protección de los alimentadores de media tensión, pero con mayor posibilidad en rango y facilidad de parámetros de ajuste respecto a lo actual.

De hecho hoy todas las protecciones de los distintos alimentadores en la fábrica tienen prácticamente el mismo ajuste en corriente (tap 4, que es el mínimo disponible en los relés de fase) y de palanca de tiempo, lo que demuestra que tener opciones más amplias de ajuste permitirán una mejor adaptación a las condiciones de operación cambiantes por las que puede atravesar la empresa, lo que redundará en una protección más sensible y selectiva en su sistema de suministro de media tensión.

2.4 Esquemas de protecciones contra contacto a tierra en media tensión. Relés utilizados. Consideraciones

La Textilera “Desembarco del Granma” presenta un sistema eléctrico aislado de tierra en la zona de media tensión (6 kV). Con este tipo de puesta a tierra se limitan los valores de corriente de falla a tierra; y se puede mantener el servicio, durante un considerable período de tiempo, a pesar del contacto a tierra en una fase.

El esquema de conexión de las protecciones contra contactos a tierra en media tensión (Ver Figura 2.10) es muy similar al que se presenta en la Figura 1.16 (b), donde se utiliza un transformador de corriente de secuencia cero (ZCT, de acuerdo con el catálogo que brinda el fabricante) para obtener el valor de la corriente a utilizar como parámetro de operación de la protección en caso de un contacto a tierra.

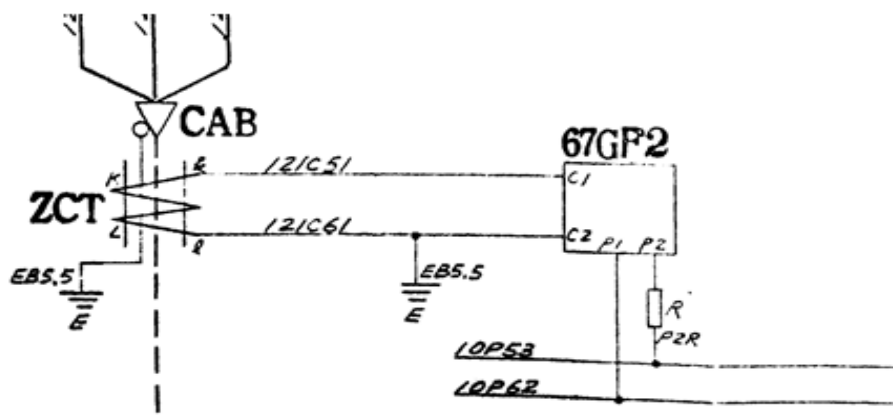


Figura 2.10. Esquema general de las protecciones contra contacto a tierra en media tensión.

En el caso de la Empresa Textil, los relés encargados de actuar ante esta falla son del tipo direccional (protección 67), de la marca Meidensha Electric, del tipo electromecánico y datan de varios años de explotación al igual que los de fase. El fabricante indica que este relé, llamado K1G-CFR, debe ser utilizado en protecciones contra fallas a tierra en sistemas de distribución aislados de tierra (6,6-20 kV con conexión delta), y se conecta directamente a los terminales del secundario del ZCT. Este relé selecciona de forma sensible la línea con una falla a tierra, actúa sobre el interruptor de dicho circuito y activa un indicador lumínico que señala.

Como el relé que se utiliza en este esquema de protección es un relé direccional del tipo tensión-corriente, tiene una bobina de corriente de operación que se alimenta por el secundario del ZCT y una bobina de tensión que se alimenta desde los conductores 10P53 y 10P62, provenientes de la conexión estrella-delta rota de los transformadores de potencial conectados directamente a las secciones de barras para obtener la tensión de secuencia cero necesaria. Como se puede observar en la figura 2.10 los terminales de la bobina de corriente son C1 y C2, y los de la bobina de tensión son P1 y P2.

El relé direccional y el transformador de corriente de secuencia cero (ZCT) que se utilizan para la protección contra contactos a tierra se muestran en la figura 2.11.



Figura 2.11. Transformador de corriente de secuencia cero ZCT y relé K1G-CFR.

En el proceso de selección del ZCT se deben cumplir determinados requisitos, como que la corriente primaria nominal del transformador sea mayor o igual a la corriente de máximo desbalance de la carga y que sea menor o igual a la mitad de la corriente de secuencia cero debida a una falla monofásica en la cabecera del circuito; además se debe cumplir que la corriente máxima primaria sin saturación del transformador tiene que ser mayor o igual a la corriente máxima de contacto monofásico en las barras de media tensión. [24]

En la figura 2.12 se observa el esquema de conexiones del banco de transformadores de potencial para protección, que alimenta, a través de fusibles, con los conductores 10P53 y 10P62, la bobina de tensión del relé K1G-CFR; se observa también un relé 64V1 que indica de forma general un contacto a tierra en el sistema, por aparición de una magnitud de voltaje de secuencia cero en las barras.

En caso de una falla tierra en este sistema de distribución surgen dos particularidades importantes que justifican el empleo de un relé direccional:

- (1) Se genera una tensión de secuencia cero en el circuito de la delta rota de los transformadores de potencial conectados a las barras;
- (2) Aparece una corriente reactiva de secuencia cero circulando por el primario del ZCT, donde esta corriente tiene diferente sentido y magnitud en la línea fallada con respecto a las que circulan por las líneas sanas.

Durante la ocurrencia de la falla, en los discos de inducción de los relés de los alimentadores sanos aparece un torque contrario al movimiento de operación, mientras que en la línea fallada se genera un torque en el sentido de operación de los contactos. Cuando el relé opera, sus contactos permanecen cerrados por la presencia del contactor auxiliar, y el indicador de operación se mantiene activo hasta que un usuario lo restablezca. La correcta operación del relé ocurre cuando el sentido de la corriente por la bobina de tensión es $P1 \rightarrow P2$ y cuando el sentido de la corriente por la bobina de corriente es $C1 \rightarrow C2$.

Se concluye entonces, que actualmente en la fábrica, la selectividad ante contactos a tierra en los circuitos de media tensión, se logra prácticamente por direccionalidad de la corriente capacitiva en los alimentadores; una protección que también discrimine acorde a la magnitud de dicha corriente fuera menos propensa a fallos de operación u operaciones indebidas, por ejemplo durante fallas en los circuitos de potenciales u otras condiciones que afecten la direccionalidad.

2.5 Cálculo de niveles de cortocircuito máximos y mínimos necesarios para el ajuste de protecciones

Para realizar el cálculo de los niveles de cortocircuitos máximos y mínimos, necesarios para el ajuste de las protecciones, se utiliza el software IPA y se tienen en cuenta las condiciones actuales de trabajo de la fábrica.

2.5.1 Breve descripción del software IPA utilizado

El analizador de redes industriales IPA, es un software que desarrolla el Centro de Estudios de Electroenergética, perteneciente a la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas. El IPA permite la descripción interactiva del diagrama monolineal de un sistema de suministro eléctrico industrial. Puede describir el diagrama monolineal de cualquier tipo de circuito utilizado en la industria, aunque está fundamentalmente orientado a la descripción de circuitos radiales y magistrales; sus cálculos siguen los estándares planteados por la norma ANSI/IEEE. [25]

El editor de redes se basa en un editor gráfico orientado a componentes que se ofrecen en un conjunto de paletas en que se pueden escoger libremente para ser insertados en el monolineal, todos los componentes insertados tienen un nombre que puede ser modificado libremente.

El IPA permite la edición de los datos de los componentes y de la propia configuración del circuito; además de la visualización de los resultados que se obtienen de cualquiera de los

estudios disponibles. Una vez calculado el estudio, los componentes cambian de color para denotar que poseen resultados.

El software muestra en el reporte de cortocircuito máximo en barras cuatro valores de corrientes diferentes. A continuación se señala cuáles son estas corrientes:

- I^{sim}: Corriente de cortocircuito simétrica del ciclo de interrupción.
- I^{sim}: Corriente de cortocircuito simétrica de primer ciclo.
- I^{total}: Corriente de cortocircuito momentánea rms asimétrica.
- I^{pico}: Corriente de cortocircuito pico asimétrica.

Además se pueden obtener de forma individual, los valores de las corrientes de fallas.

2.5.2 Niveles de cortocircuito en barras y equipos de 6kV en la fábrica

Con el empleo del software IPA se calculan los niveles de cortocircuito en barras y en los equipos de 6 kV (Turbocompresores), los resultados se relacionan en la tabla 2.2. Las corrientes calculadas por el IPA se obtienen en Ampere (A).

Tabla 2.2. Niveles de cortocircuitos en barras y equipos de 6 kV

Barras según el IPA	Subestación	Cortocircuito trifásico				Cortocircuito bifásico			
		Ia	Ib	Ic	Io	Ia	Ib	Ic	Io
5	H2	8079	8079	8079	0	0	7037	7037	0
23	A1	6212	6211	6211	0	0	5433	5433	0
22	A2	8867	8867	8867	0	0	7740	7740	0
57	T1	4626	4626	4626	0	0	4049	4049	0
68	T2-T3	4650	4650	4650	0	0	4070	4070	0
83	T4	4964	4964	4964	0	0	4334	4334	0
TC	TC	8511	8511	8511	0	0	7404	7404	0
128	AR	6107	6107	6107	0	0	5323	5323	0
94	CE	8087	8086	8086	0	0	7075	7075	0
118	SP	16634	16634	16634	0	0	14564	14564	0

2.6 Conclusiones parciales

- Las protecciones de fase de los distintos alimentadores de media tensión tienen casi todas igual ajuste de tap y palanca de tiempo, y además permanecen desde hace varios años debido a las reducidas posibilidades de los relés antiguos utilizados, a pesar de existir cambios considerables en la operación del sistema, inactividad de varios procesos y nuevas inversiones, lo que no garantiza una protección sensible y selectiva.
- La protección contra contactos a tierra puede tener mala operación y perjudicar la continuidad del servicio si pierde direccionalidad, ya que no posee posibilidades de ajuste de su corriente de arranque.

CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y CONTACTO A TIERRA EN ALIMENTADORES DE 6 kV EN LA TEXTILERA

El presente capítulo muestra la metodología seguida para la determinación de los parámetros de ajuste y coordinación de las protecciones de sobrecorriente de fase y de contacto a tierra, en los alimentadores de 6 kV en la textilera “Desembarco del Granma”. Se ofrece al final un resumen de los nuevos ajustes propuestos a partir de los cálculos realizados.

3.1 Cálculo de parámetros de ajuste en protecciones de sobrecorriente de fase en alimentadores de 6 kV

En el cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase se tienen en cuenta las consideraciones que se exponen en capítulos anteriores. En todas las subestaciones se calcula el ajuste del elemento de tiempo inverso de los relés y se plantean los resultados del ajuste del elemento instantáneo, el cual se recomienda aún en el caso de que algunos relés utilizados actualmente no lo posean; además se ajustan las protecciones de las entradas o totalizadores de 6 kV.

3.1.1 Metodología utilizada para el cálculo

Para el **cálculo de los parámetros de ajuste del elemento de sobrecorriente de tiempo inverso**, se parte de que la corriente de arranque de la protección sea mayor que la corriente de carga máxima esperada.

En muchos de los casos y de manera, pudiera decirse, pesimista, se emplea para ello la totalidad de la carga instalada. En este caso, en el que mediante la consulta de varios documentos de proyecto y estadísticos más actuales en la textilera, se obtuvo una mayor cantidad de datos, la corriente máxima esperada de carga por alimentador se determina con el empleo de un factor de demanda “ k_d ”; este factor es particular para cada subestación y se obtiene con la relación entre la máxima demanda y la carga instalada, que brinda la “Tabla de cargas y capacidades eléctricas” de la industria (Ver Anexo 3 figura 1).

Además, para garantizar que la condición que se plantea se satisfaga correctamente en cualquier estado de operación, la corriente de carga máxima se multiplica por un factor “ k ”, el cual toma valores de 1,5 a 2; con este factor se tienen en cuenta todas las consideraciones descritas en capítulos anteriores como son: los transitorios en el arranque de motores y

energización de transformadores, así como, errores en la magnitud de la corriente de reposición del relé y el tipo de conexión que presente.

$$I_{ap} > k * I_{cm} \quad (3.1)$$

Donde “ I_{ap} ” es la corriente de arranque de la protección, “ I_{cm} ” la corriente de carga máxima obtenida o estimada en la línea protegida y “ k ” un factor de seguridad.

Con este valor de corriente de arranque de la protección se determina, acorde a la relación de los transformadores de corriente (N_{TC}), la corriente de arranque o el conocido como tap del relé. Para el **ajuste del elemento instantáneo** se coloca un cortocircuito trifásico máximo por baja del transformador de las subestaciones reductoras y se obtiene la corriente que circula por la línea protegida con el empleo del software IPA. La corriente que se obtiene se multiplica por un factor “ k_i ”, que se asume igual a 1,25. [1, 11, 26, 27]

$$I_{inst} \geq k_i * I_{cc3ext} \quad (3.2)$$

Donde “ I_{inst} ” es la corriente de arranque del elemento instantáneo de la protección, “ I_{cc3ext} ” la corriente que circula por la línea protegida debido a un cortocircuito trifásico externo máximo y “ k_i ” es un factor igual a 1,25, que tiene en cuenta que el alcance del elemento instantáneo no llegue hasta la barra de baja tensión y se pierda selectividad con la protección del interruptor de entrada a dicha barra o las protecciones de los alimentadores de baja tensión salientes.

Luego se determina si la protección de tiempo inverso tiene un ajuste sensible ante el cortocircuito mínimo en la sección adyacente, que garantice una protección ante fallas en el transformador reductor y brinde respaldo a la protección de entrada a la barra de baja tensión para fallas cercanas a la misma. Para determinar la corriente mínima se simula en el IPA un cortocircuito bifásico en baja de cada transformador reductor (el cual no tiene su propia protección de sobrecorriente) y se haya la relación entre la corriente que se obtiene del IPA por este alimentador y la corriente de ajuste del elemento de tiempo inverso (Tap). [1, 11, 26, 27]

$$k_s = I_{cc2ext} / (N_{CT} * Tap) \quad (3.3)$$

Donde “ I_{cc2ext} ” es la corriente que circula por la línea protegida ante un cortocircuito bifásico mínimo en el lado de baja tensión del transformador y “ k_s ” el factor de sensibilidad, que debe ser mayor que 1,5. En el caso de la sensibilidad de las protecciones de las entradas de 6 kV, se verifica con el cortocircuito bifásico al final de cada uno de los alimentadores en media tensión.

3.1.2 Resultados del cálculo de ajuste para protección de sobrecorriente de fase

En el cálculo del ajuste se utilizan datos actualizados de distribución de cargas, que se obtienen en el trabajo de campo con el apoyo de especialistas de la empresa. En la tabla 3.1 se muestran las cargas determinadas para cada subestación.

Tabla 3.1. Cargas instaladas en cada subestación.

Subestaciones	Carga (kW)	Factor de demanda	Factor de potencia
H2-H3	1093,2	0,70	0,85
A1	1121,5	0,50	0,77
A2	850,35	0,46	0,76
T1	1246	0,49	0,85
T2-T3	1183,4	0,72	0,77
T4	466,9	0,86	0,77
TC	2000	0,88	0,90
AR	234	0,62	0,80
CE	1579,45	0,53	0,81
SP	335	0,56	0,81

Como se observa en la tabla anterior los valores de la carga se encuentran en kW por lo que se hace necesario utilizar un factor de potencia para determinar la corriente de carga máxima por el alimentador; la “Tabla de cargas y capacidades eléctricas” (Ver Anexo 3 figura 1) muestra los valores de factor de potencia esperados para cada subestación.

Ejemplo de cálculo de los parámetros de ajuste de la protección de fase del alimentador de una subestación reductora de la empresa textil “Desembarco del Granma”:

La corriente de carga máxima se determina mediante la ecuación 3.4.

$$I_{cm} = k_d * \frac{P_{inst}}{\sqrt{3} * V * fp} \quad (3.4)$$

Donde “P_{inst}” es la potencia instalada y funcionando o prevista que funcione en los talleres y equipos que suministra el alimentador en cuestión, “V” es la tensión de línea, “k_d” es el factor de demanda previsto en el taller y “fp” es el factor de potencia al cual trabaja la carga.

El taller de Hilandería 2 tiene una protección de sobrecorriente con un TC de 400/5 A (ver Tabla 2.1) y una carga total instalada, en dicho taller, de 1093.2 kW (ver Tabla 3.1). La corriente de carga máxima determinada para esta subestación tiene un valor, de acuerdo con la ecuación 3.4 de 82,75 A.

$$I_{ap} > k * I_{cm} \quad (3.1)$$

$$I_{ap} > 1,5 * 82,75$$

$$I_{ap} > 124,12 \text{ A}$$

Como la corriente de arranque de la protección debe ser mayor que 124,12 A y la relación de transformación de los TC (N_{TC}) de esta subestación es 80, se debe seleccionar una corriente de arranque del relé mayor o igual que I_{ap}/N_{TC} .

$$I_{ar} \geq \frac{I_{ap}}{N_{TC}} \quad (3.5)$$

$$I_{ar} \geq 1,55 \text{ A}$$

Debido al hecho de que todos los relés de sobrecorriente de fase, instalados desde hace ya muchos años, en la zona de 6 kV de la empresa tienen un tap mínimo de 4 A, se hace imposible seleccionar un tap menor en esta subestación, lo cual atenta hoy contra la sensibilidad de la protección y por ende, una respuesta inadecuada y/o con mayor demora ante algunas fallas en las condiciones específicas en que trabaja el sistema de suministro eléctrico de la fábrica actualmente y/o un futuro cercano.

Para el **chequeo de sensibilidad** se utiliza el software IPA en el cálculo de la corriente de cortocircuito mínima por el alimentador de media tensión, para el cortocircuito bifásico mínimo en el lado de baja del transformador de la subestación H2-H3 (ver figura 3.1).

 Cortocircuito

Fallas	Nodos	Cargas	Fuentes	Transformadores	Alimentadores	Interruptores
Desde	Hasta	Ia	Ib	Ic	Io	
N°1	Enlace SC1	106	53	53	0	
N°3	Enlace SC1	106	53	53	0	
N°1	FDR80	0	0	0	0	
N°2	FDR80	0	0	0	0	
Barra 1 (6	Enlace B1-	2337	1167	1170	0	
Barra 2 (6	Enlace B1-	2337	1167	1170	0	
Barra 1 (6	FDR1	2452	1225	1227	0	
N°5	FDR1	2452	1225	1227	0	
N°5	lrio Trans	2452	1225	1226	0	

Figura 3.1. Corrientes de cortocircuito bifásico en el lado de baja del transformador de la subestación H3, que alimenta los talleres de Hilandería 1 y 2.

Como se observa en la figura 3.1 el IPA muestra los valores de corriente, para chequear la sensibilidad de la protección se toma el valor mínimo.

El valor del factor de sensibilidad se determina de la siguiente manera:

$$k_s = \frac{I_{cc2ext}}{N_{TC} * Tap} \quad (3.3)$$

$$k_s = \frac{1225}{80 * 4}$$

$$k_s = 3.82$$

Como se observa, con el tap 4, el “ k_s ” en esta subestación es mayor que 1,5 lo que indica que el ajuste de la protección es sensible para el cortocircuito mínimo por detrás del transformador.

En caso de que haya un dispositivo de protección con mayor disponibilidad en el rango de taps de ajuste (en el caso de los numéricos se permite ajustar al valor del cálculo), se comprueba la sensibilidad que logra alcanzar la protección que se estudia y se tiene el siguiente resultado:

$$k_s = \frac{1225}{80 * 2}$$

$$k_s = 7,66$$

Como se muestra, si se tienen relés de protección con posibilidades de ajuste en un mayor rango (con valores menores que 4 A), la sensibilidad de la protección puede ser mayor.

Para realizar todos los cálculos y chequeos se crea una herramienta en Microsoft Excel que se muestra en el Anexo 4 figura 1.

Para la **selección de la curva o palanca de tiempo inverso**, se analiza de forma preliminar, la carga de la subestación conectada y el mayor motor en arranque. La corriente que se obtiene se refiere al lado de 6 kV del transformador y se divide entre la relación de transformación del transformador de corriente que alimenta el relé, dicho resultado debe dividirse entre el tap seleccionado del relé para determinar el múltiplo que representa en él esa corriente. Con el resultado del cálculo y el tiempo de arranque del mayor motor se selecciona la curva de tiempo inmediata a este punto de tal manera que la protección no opere en estas circunstancias.

Para facilitar los cálculos y comprobar distintas variantes en la curva de tiempo, se crea una herramienta en Microsoft Excel que se muestra en el Anexo 4 figura 2.

Al seguir un procedimiento similar al mostrado en el ejemplo anterior, los resultados del ajuste de parámetros de operación, para la protección contra cortocircuitos entre fases en los alimentadores de media tensión en la Textilera, se ofrecen en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Valores de ajuste del elemento de tiempo inverso de las protecciones de sobrecorriente de fase y chequeo de sensibilidad.

Subestaciones	I_{cm} (A)	I_{ap} (A)	I_{ar} (A)	Tap	Curva de tiempo	I_{cc2ext} (A)	ks
H3	82,75	124,12	1,6	4	2	1225	3,82
A1	66,57	99,85	2,5	4	2	734	3,67
A2	46,61	69,92	1,7	4	2	800	5
T1	65,76	98,64	2,5	4	3	924	3,85
T2	100,73	151,09	3,8	4	3	681	3,41
T4	47,54	71,32	0,9	4	2	1094	3,42
TC	179,21	268,82	2,2	4	1	5519	23,00
AR	16,65	24,98	1,7	4	2	447	7,45
CE	95,18	142,76	2,4	4	3	1146	3,82
SP	21,06	31,58	3,2	4	3	400	6,67

Para el **cálculo del elemento instantáneo** de la protección se emplea el software IPA, donde se ubica un cortocircuito trifásico inmediatamente después del transformador de la subestación y en el caso de los turbocompresores, dicho cortocircuito se ubica en sus bornes de alimentación. El cálculo se realiza de la siguiente manera, teniendo en cuenta que la corriente que se obtiene al realizar el proceso descrito, en el taller de Hilandería 2 es de 2448 A:

$$I_{inst} = k_i * I_{cc3ext} \quad (3.2)$$

$$I_{inst} = 1,25 * 2448$$

$$I_{inst} = 3060 \text{ A}$$

Luego de obtener esta corriente se calcula la corriente por el relé, a partir de dividir por la relación de transformación del TC, para dar el ajuste al elemento instantáneo del mismo.

Para saber que el ajuste brindado es el correcto se necesita comprobar que la protección no opere para el arranque del mayor motor o para la corriente de avalancha cuando se conecta el transformador en el alimentador. En la tabla 3.3 se ofrece el resumen de los resultados obtenidos, con el cálculo anterior en todas las subestaciones; ya que los cálculos y chequeos por pasos están disponibles en la herramienta creada en Microsoft Excel que se muestra también en el Anexo 4 figura 1.

Tabla 3.3. Valores de ajuste del elemento instantáneo

Subestaciones	I_{cc3ext} (A)	$1,25 \cdot I_{cc3ext}$ (A)	I_{inst}/N_{TC}	Ajuste inst
H3	2448	3060	38,25	38
A1	1467	1834	45,85	46
A2	1601	2002	50,05	50
T1	1849	2312	57,8	58
T2	1361	1702	42,55	43
T4	2188	2735	34,2	34
TC	7210	9013	75,1	75
AR	894	1118	74,5	75
CE	2288	2860	47,7	48
SP	802	1003	100,3	100

En caso de no tener el valor de la corriente de arranque del mayor motor, se asume, según datos brindados en la fábrica, que dicha corriente es seis veces la corriente nominal de operación. Para obtener la corriente de avalancha en la conexión del transformador, la corriente nominal se multiplica por un factor que depende de su potencia (ver tabla 3.4).

Tabla 3.4. Factores de multiplicación para la corriente de avalancha de los transformadores. [11]

Potencia en kVA	Factor
Menor que 1500	8
Entre 1500 y 3750	10
Mayor que 3750	12

Con el uso de la herramienta confeccionada en Excel que se muestra en el Anexo 4, se obtiene el ajuste más exacto de las protecciones, posibles a implementar, cuando sean sustituidas por relevadores con mayores posibilidades en el rango de ajuste, o mejor aún por relés numéricos multifuncionales más actuales, como lo realizado el pasado año en un trabajo similar en Siragura Power Station referenciado en [23].

En el caso de las entradas de 6 kV el ajuste del tiempo inverso se hace de la misma manera que en las demás subestaciones y se tiene el resultado que se muestra en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Valores de ajuste de las protecciones de fase en las entradas de 6 kV.

Entradas de 6 kV	I_{cm} (A)	I_{ap} (A)	I_{ar} (A)	Tap	Curva de tiempo
L-200 (T1)	746,6	1119,9	2,8	4	3
L-205 (T2)	746,3	1119,9	2,8	4	3

En caso de que se conecten indistintamente cualquiera de las dos entradas, la carga esperada se considera igual porque la industria actualmente se encuentra con las barras 1 y 2 enlazadas, y solo se alimenta por uno de los transformadores de 15 MVA.

En la tabla 3.6 se muestran los resultados del análisis de la sensibilidad de las protecciones de fase en las entradas de 6 kV para el cortocircuito bifásico mínimo en 0,48 kV de cada subestación reductora, donde se señala que la corriente de falla tomada en media tensión es la de las dos fases con la menor corriente (sistema de dos relés de sobrecorriente) y se observa que en casi todos los casos la protección no da sensible. Sin embargo si uno de los relés de este sistema bifásico viera la corriente de la fase restante, que como se explica en el epígrafe 1.2.3 es el doble de las otras, las protecciones de las subestaciones de Hilandería 2, Tejeduría 4 y Centro Energético fueran sensibles a este cortocircuito.

Tabla 3.6. Resultados de la sensibilidad de las protecciones de fase en las entradas de 6 kV, para cortocircuito bifásico mínimo por baja tensión de cada subestación reductora.

Subestaciones	L-205(T2)			L-200 (T1)		
	Corriente por la entrada con cc2min baja de transf	Sensibilidad	Sensible o no sensible	Corriente por la entrada con cc2min baja de transf	Sensibilidad	Sensible o no sensible
H2	965	0,80	No Sensible	935	0,78	No Sensible
A1	595	0,49	No Sensible	575	0,48	No Sensible
A2	640	0,53	No Sensible	625	0,52	No Sensible
T1	570	0,47	No Sensible	555	0,46	No Sensible
T2	545	0,45	No Sensible	530	0,44	No Sensible
T4	870	0,72	No Sensible	840	0,70	No Sensible
CE	935	0,77	No Sensible	910	0,76	No Sensible
AR	355	0,29	No Sensible	345	0,29	No Sensible
SP	315	0,26	No Sensible	310	0,26	No Sensible
TC	4610	3,84	Sensible	4390	3,66	Sensible

En la tabla 3.7 se muestra que para una falla mínima al final del alimentador de media tensión, las entradas o totalizadores son sensibles y por tanto, con el ajuste propuesto se garantiza el respaldo de todos los alimentadores.

Tabla 3.7. Estudio de la sensibilidad de las protecciones de fase en las entradas de 6 kV para cortocircuito bifásico mínimo al final del alimentador de cada subestación reductora.

Subestaciones	L-205 (T2)			L-200 (T1)		
	Corriente por la entrada con cc2min en alta de transf	Sensibilidad	Sensible o no sensible	Corriente por la entrada con cc2min en alta de transf	Sensibilidad	Sensible o no sensible
H2	4395	3,66	Sensible	4170	3,48	Sensible
A1	4000	3,33	Sensible	3815	3,18	Sensible
A2	5915	4,93	Sensible	5570	4,64	Sensible
T1	2895	2,41	Sensible	2780	2,32	Sensible

T2	3000	2,50	Sensible	2880	2,40	Sensible
T4	3305	2,75	Sensible	3160	2,63	Sensible
CE	5195	4,33	Sensible	4915	4,10	Sensible
AR	4120	3,43	Sensible	3920	3,27	Sensible
SP	11405	9,50	Sensible	10365	8,64	Sensible
TC	4610	3,84	Sensible	4390	3,66	Sensible

3.1.3 Coordinación selectiva de las protecciones de la subestación

La coordinación de las protecciones de fase se hace para verificar la selectividad por tiempo de dichas protecciones ante un estado de falla crítico en que deben responder las protecciones de manera primaria y de respaldo.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Hilandería 2:**

La figura 3.2 muestra la representación de las protecciones de todos los alimentadores de media tensión y los totalizadores, así como la secuencia de operación de las protecciones implicadas en la cadena de disparo del alimentador del taller de Hilandería 2 (H2-H3) para una falla en el lado de baja tensión de dicha subestación.

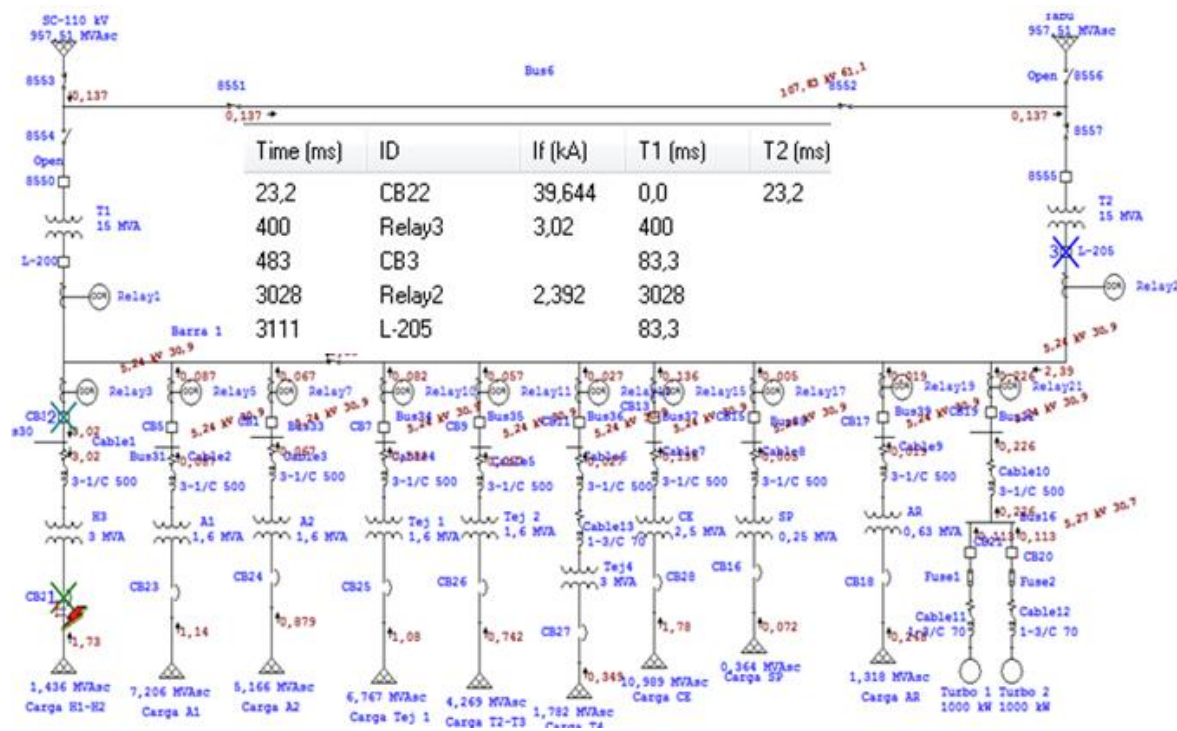


Figura 3.2. Secuencia de operación de las protecciones implicadas en la cadena de disparo del alimentador de media tensión del taller de Hilandería 2 (H2).

Como se observa en la figura la secuencia de operación es la siguiente: para la falla máxima en baja tensión el primero en operar (marcado como operación 1) es el interruptor de baja tensión que aparece como CB22, cuyo tiempo de operación es de 23,2 ms, si este falla, como respaldo

opera luego la protección del alimentador de media tensión (compuesta por el “Relay3” asociado al interruptor de media tensión CB3) con un tiempo total de 483 ms (marcado como operación 2) y por último si este falla se ve respaldado por la protección del totalizador o entrada a la barra de 6 kV (“Relay2” asociado con el interruptor L-205) con un tiempo total de 3111 ms (marcado como operación 3). Se muestran además los tiempos que demora la operación de todos los elementos que intervienen en la liberación de la falla por separado, según la corriente primaria que censan los dispositivos en el lugar de su ubicación.

En la figura 3.3 se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Hilandería 2. En este se observa de manera más general la coordinación selectiva de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica en cada nivel de tensión, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador H3 y cable 1-P).

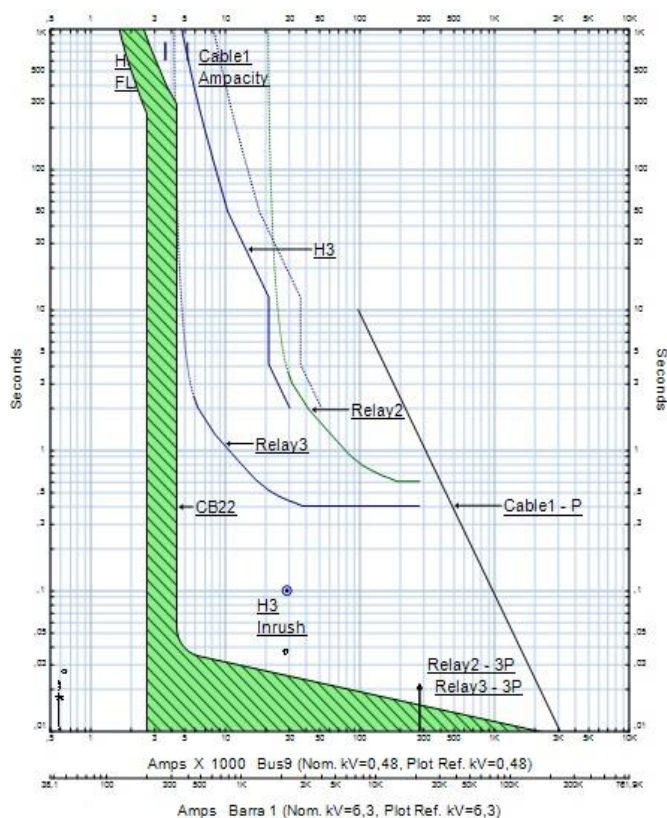


Figura 3.3. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación H2-H3.

Se representan, además, la corrientes nominales de operación del transformador (H3FLA) y el cable (Cable 1 Ampacity) y la ubicación del máximo valor de corriente transitoria de magnetización del transformador (H3 Inrush) que no intercepta la característica de disparo de la protección del alimentador. Se observa también la característica de operación de la protección del totalizador o entrada a la barra (1 ó 2 son iguales y enlazadas) de media tensión (“Relay2”).

Se percibe a simple vista que existe coordinación entre la protección 3 y el interruptor de baja tensión CB22, pues no hay intercepción en las características tiempo-corriente.

La figura 3.4 representa el gráfico normalizado de coordinación para los valores de corriente de falla (con corriente en por unidad para cada nivel de tensión), donde se puede visualizar con más detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada en la barra de baja tensión de la subestación H2-H3. Se corrobora en la figura que la protección 3 y CB22 coordinan correctamente para la falla simulada, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su nivel de tensión (el programa usado para la coordinación la toma como base, siendo uno en por unidad en el gráfico) y el tiempo de respuesta asociado a la misma.

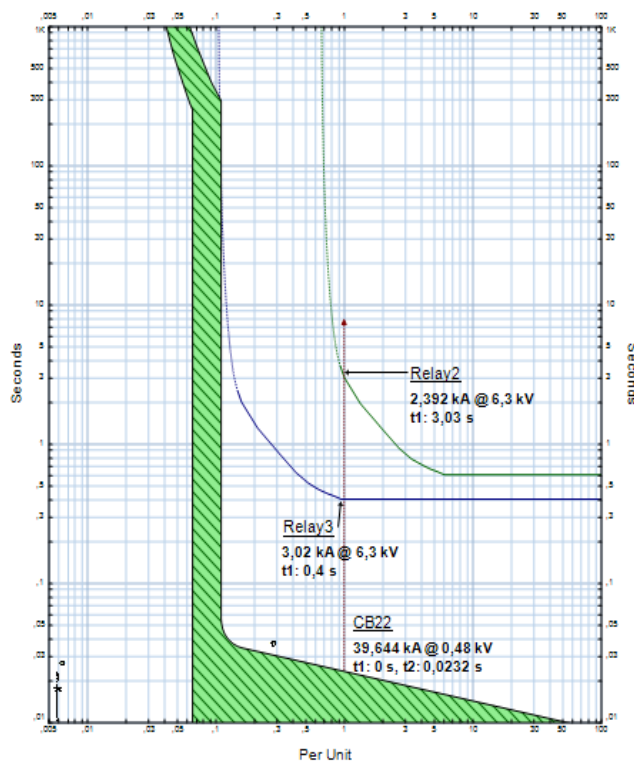


Figura 3.4. Gráfico normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación H2.

Se visualiza que la protección 2 para esta falla máxima trifásica en baja tensión, ve un valor de corriente de 2392 A que supera su umbral de operación, que es de 1600 A (tap 4 x NTC400) y al realizar la coordinación gráfica de manera automática este aparece en la secuencia de disparo, con un disparo de respaldo después de la operación de la protección del alimentador de H2, no obstante como se explica anteriormente en el análisis de sensibilidad, dicha entrada o totalizador no opera para la falla bifásica en la barra de 480 V si la corriente que se censa en las dos fases donde se encuentran los relés de protección es la mitad del valor mostrado en la gráfica (aproximadamente 1196 A).

Luego de realizar el proceso de coordinación con una falla por baja del transformador de la subestación reductora, se debe comprobar que el relé empleado en el totalizador de 6,3 kV coordine correctamente para una falla inmediatamente después de la protección del alimentador, y se obtienen los resultados mostrados a la izquierda en la figura 3.5.

La figura representa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se puede visualizar con más detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación H2.

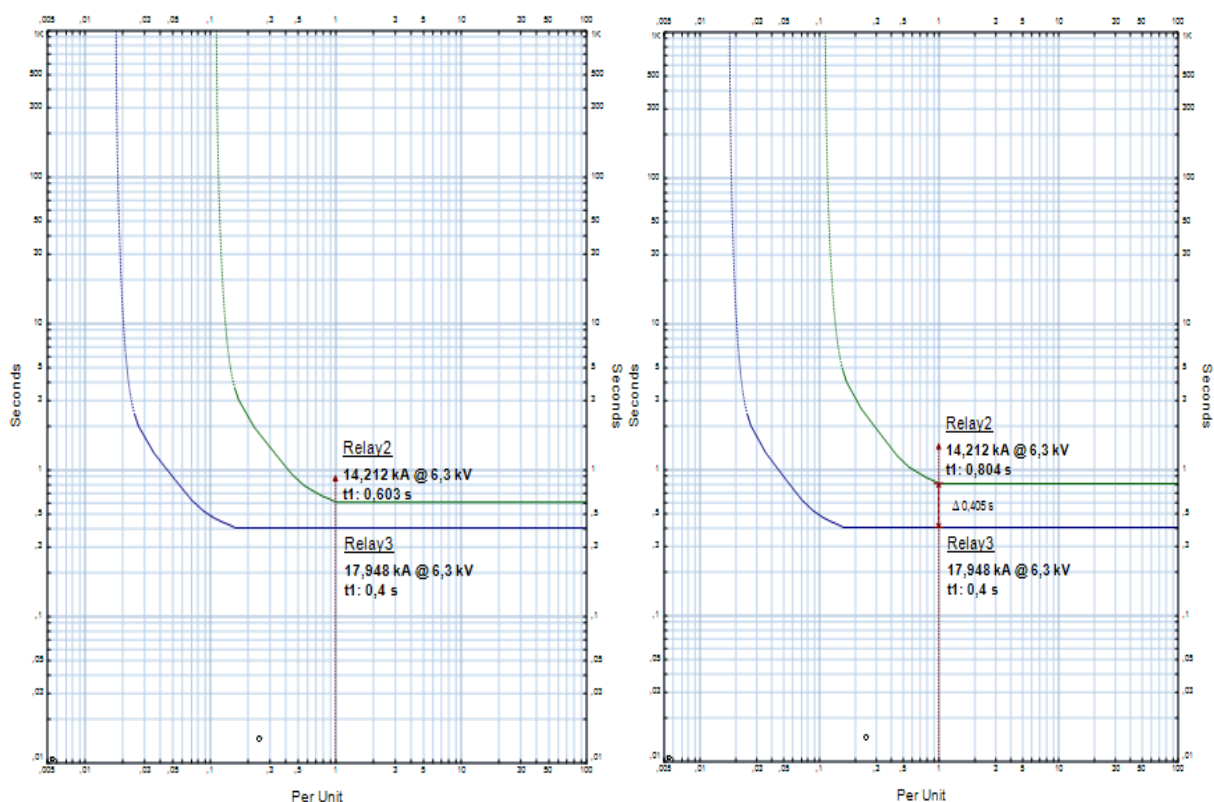


Figura 3.5. Gráficos de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación H2.

Como se observa en la figura a la izquierda, las protecciones 2 y 3 aparentemente coordinan correctamente para la falla simulada, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su punto de ubicación y el tiempo de respuesta asociada a la misma, pero al observar detenidamente el intervalo de tiempo de coordinación, para esta falla máxima, es menor que 0,3 s, lo cual no es aconsejable y más aún en este tipo de relés electromecánicos; por lo que se decide incrementar la palanca de tiempo del relé 2, que funciona como respaldo en este caso, de la palanca de tiempo 3 a la 4. Los resultados de este incremento de tiempo en la protección del totalizador se muestran a la derecha en la figura 3.6, donde el intervalo de coordinación (Δt) toma un valor de 0,405 s.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Acabado 1:**

En la figura 3.6 (a la izquierda) se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Acabado 1, cuya ubicación y nomenclatura usada para las protecciones y demás dispositivos también se puede ver en la figura 3.2. De manera general se observa la coordinación de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador A1 y cable 2-P).

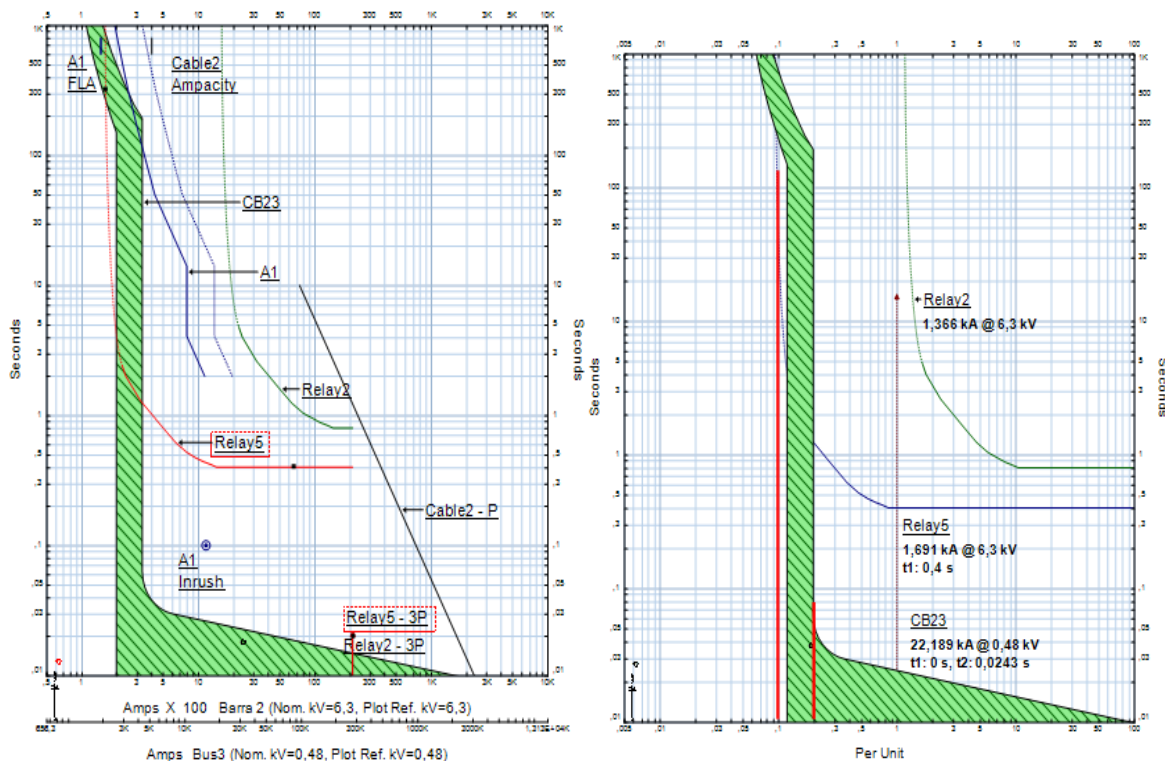


Figura 3.6. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación A1 (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación A1 (a la derecha).

En el gráfico que se muestra a la izquierda es de señalar que para valores de corrientes de falla, del orden de los 2 kA, por el lado de baja tensión, la característica de la protección del alimentador de media tensión (Relay 5) intercepta la zona de tolerancia o disparo con incertidumbre entre la operación instantánea y con tiempo inverso del interruptor de baja tensión (CB23); esto se puede ver de manera más clara en el gráfico normalizado mostrado a la derecha de la figura 3.6.

Como se explica anteriormente existe coordinación entre los dispositivos de protección representados, pero en este caso se señalan dos cuestiones fundamentales: lo primero es que la protección del totalizador no es sensible para la falla máxima en baja tensión y por ende no

representa un respaldo adicional para fallas en este nivel de tensión, donde solo actúa como respaldo la protección del alimentador de esta subestación; y aquí se encuentra precisamente la segunda cuestión, que es que la característica del relé 5 intercepta la característica de la protección de baja tensión en un pequeño rango de corriente (delimitado por líneas rojas en la figura) 0,1 a 0,2 en por unidad. Este problema se recomienda resolver al realizar un trabajo de chequeo detallado de selección y/o ajuste en las protecciones de baja tensión, que no está en los objetivos de este trabajo.

La figura 3.7 representa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se puede visualizar con más detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación A1.

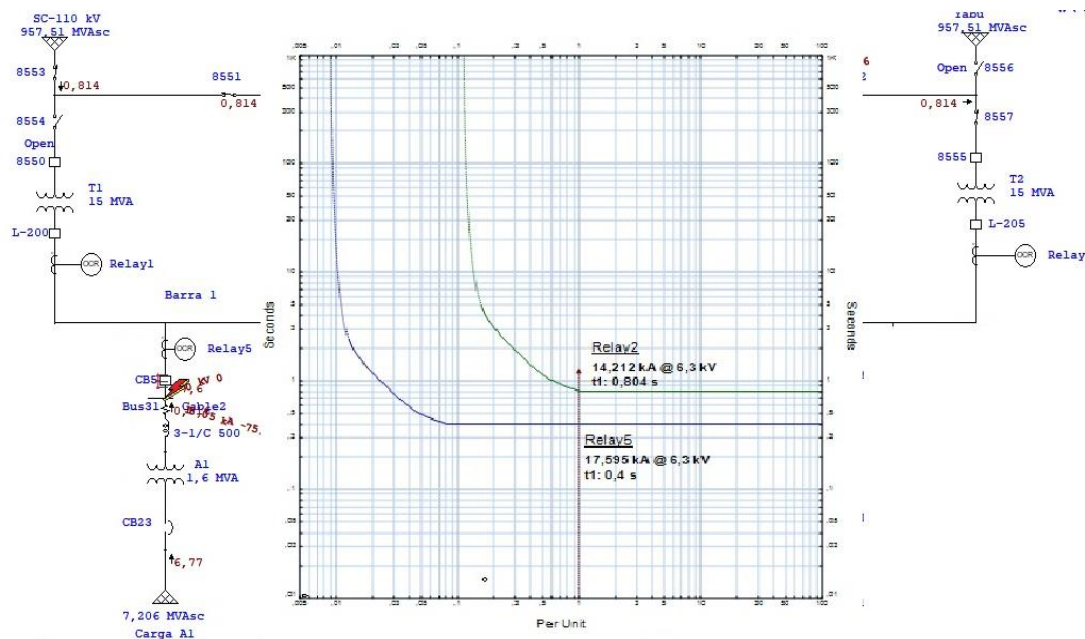


Figura 3.7. Gráfico de coordinación y ubicación de la falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación A1.

Como se observa en la figura, las protecciones 2 y 5 coordinan correctamente para la falla simulada.

- Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Acabado 2:

Esta subestación cuenta con un interruptor totalizador en baja tensión (CB24 en la figura 3.2) con disparo de largo tiempo e instantáneo ajustable, que facilita su coordinación.

En la figura 3.8 se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Acabado 2. En este se observa de forma general la coordinación selectiva de todos los dispositivos de protección relacionados, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador A2 y cable 3-P).

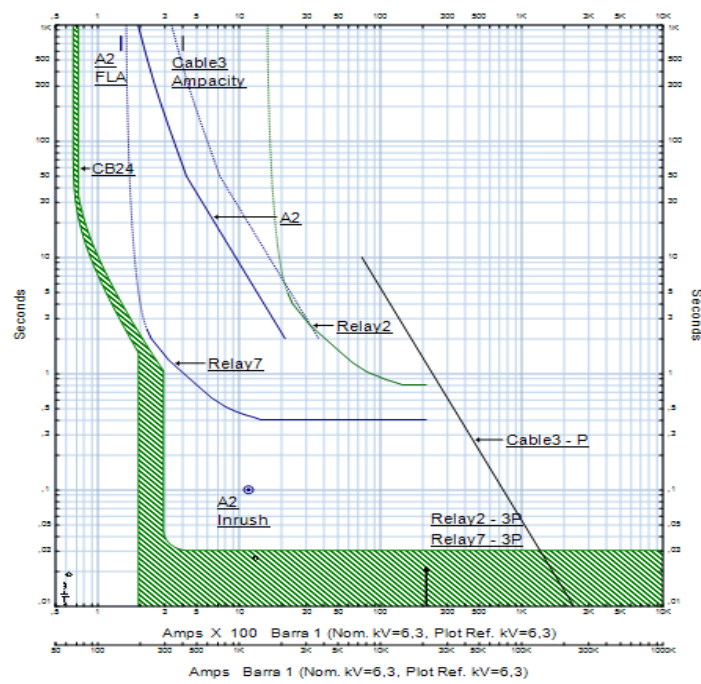


Figura 3.8. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación A2.

La figura 3.9 representa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se visualiza con detalles la respuesta de las protecciones a fallas simuladas en las barras de baja y media tensión de la subestación A2.

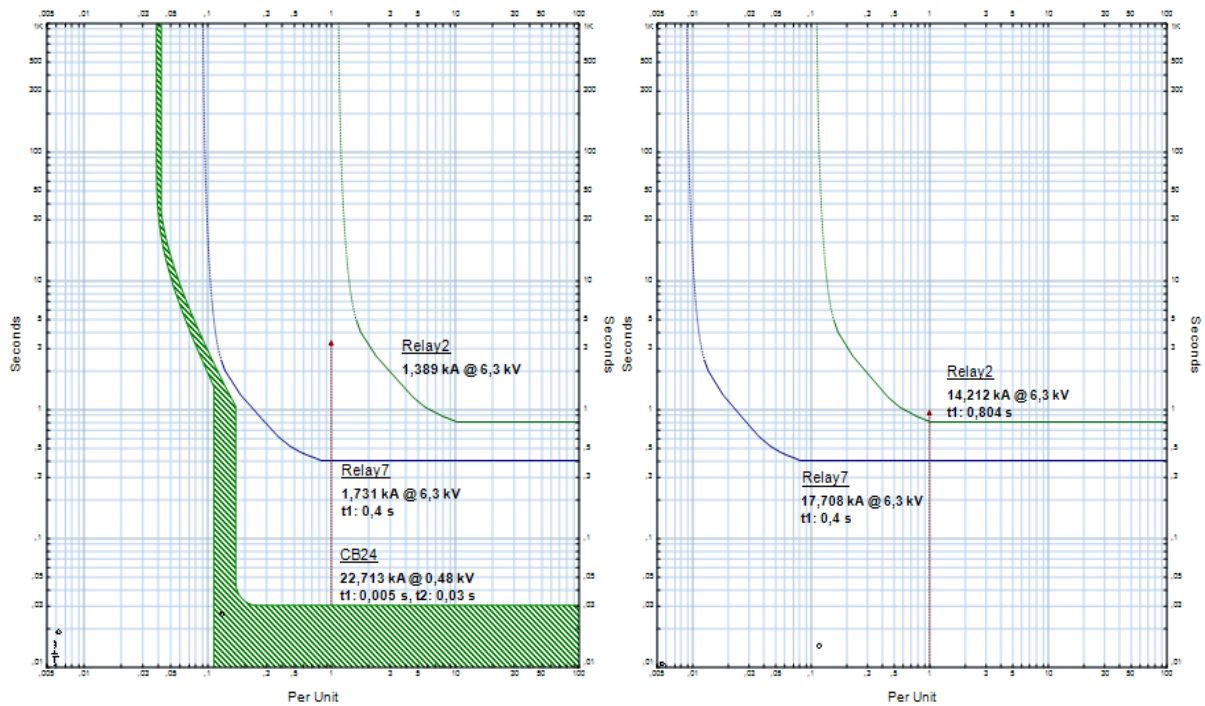


Figura 3.9. Gráfico normalizado de coordinación, con una falla en 480 V (a la izquierda) y con una falla inmediatamente por debajo de la protección del alimentador de la subestación A2 (a la derecha).

Como se observa a la izquierda, en la figura, la protección 7 y CB24 coordinan correctamente para la falla simulada. También se ve que la protección totalizadora no actúa para dicha falla. En la figura 3.9, a la derecha, se visualiza con detalles la respuesta de las protecciones 2 y 7 a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación A2, donde se observa que dichas protecciones coordinan correctamente para esta falla.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Tejeduría 1:**

En la figura 3.10, a la izquierda, se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Tejeduría 1.

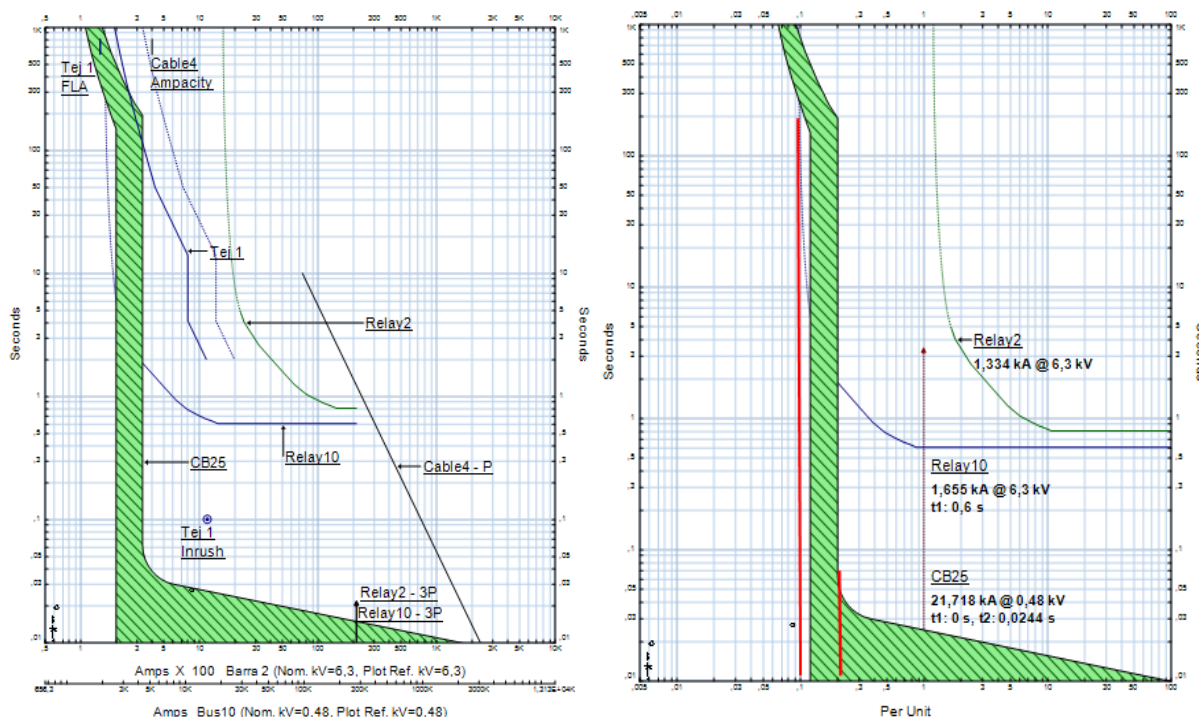


Figura 3.10. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación T1 (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación T1 (a la derecha).

En la figura se destaca que para valores de corriente de falla menores que aproximadamente 4 kA por baja tensión, la característica de operación del relé 10 se intercepta con la zona de disparo con incertidumbre del interruptor de baja tensión CB25.

Como se aprecia en la figura 3.10 a la derecha, la protección 2 no actúa ante la falla máxima trifásica por baja tensión. Además, como se señala, las características de operación de la protección 10 y CB25 se interceptan en un rango de corrientes entre 0,1 y 0,2 en por unidad de la corriente de falla que ve cada dispositivo (zona delimitada por líneas rojas).

En la figura 3.11 se percibe con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación T1.

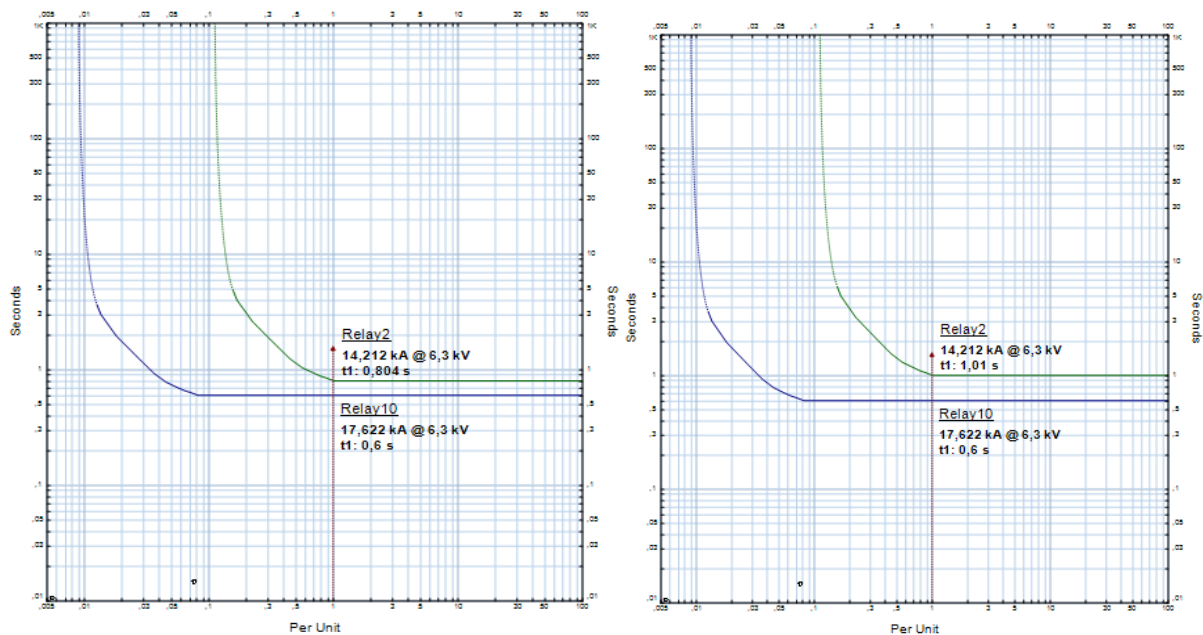


Figura 3.11. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación T1.

En la figura a la izquierda, a simple vista parece que la protecciones 2 y 10 coordinan adecuadamente, pero cuando se observa con detenimiento los tiempos de operación de dichas protecciones existe una diferencia entre ellos menor a 0,3 s, la cual no es aconsejable para las protecciones de tipo electromecánicas. Por lo que se hace necesario realizar un cambio en el ajuste de la palanca de tiempo del relé 2. En la figura de la derecha se observa el resultado del cambio en el ajuste de la palanca de tiempo del relé 2, de la posición de la palanca de tiempo 4 a la 5. Donde se percibe una diferencia en el tiempo de operación de 0,4 s aproximadamente, así se logra una correcta coordinación por tiempo de las protecciones en cuestión.

- Coordinación de las protecciones del alimentador de los Turbocompresores:

La figura 3.12, a la izquierda, muestra el gráfico de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Turbocompresores. En este se aprecia de forma general la coordinación de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica, así como el chequeo de la coordinación de estos con la curva de daño al cable (cable 10-P) y la característica de arranque del turbocompresor 2 (es igual para los dos turbocompresores). A la derecha de dicha figura se aprecia el diagrama normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se distingue la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de los TC.

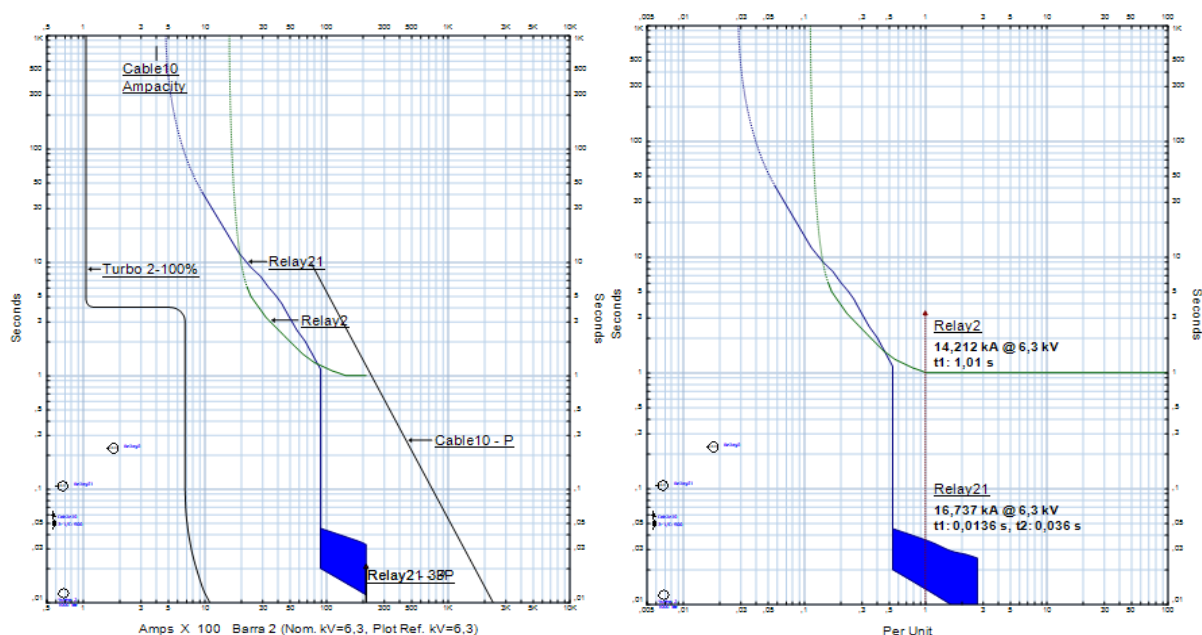


Figura 3.12. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de los TC (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de dichos TC.

En ambos casos la figura permite que se aprecie que hay un rango de corrientes en que la característica de operación de la protección totalizadora está por debajo de la del alimentador de los turbocompresores.

Como se visualiza a la derecha, en la figura, las protecciones 2 y 21 coordinan correctamente para dicha falla máxima trifásica al inicio de alimentador de media tensión, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su lugar de ubicación y el tiempo de respuesta asociado a la misma; no así para corrientes de falla menores que 0,45 en por unidad aproximadamente, esto se debe a que el relé K10-C6YR, utilizado en los turbocompresores, tiene características de tiempo inverso más lentas que el K10-CR, empleado como totalizador a la entrada de 6,3 kV. Es de señalar que en las condiciones actuales de la industria, los turbocompresores se encuentran completamente fuera de servicio, por lo que en el trabajo no se recomienda subir la curva de operación del totalizador, ya que esto incrementaría el tiempo de respuesta como respaldo de los alimentadores restantes que se ajustan anteriormente; además la posible introducción de equipamiento más moderno permitiría variar los grados de inversión de las características de tiempo-corriente.

En la comprobación de la coordinación selectiva en los restantes alimentadores, siguiendo una metodología como la mostrada detalladamente en los alimentadores anteriores, no se presentan problemas que precisen cambiar la curva o palanca de tiempo fijada hasta aquí para

las protecciones de los alimentadores restantes y las entradas o totalizadores, no obstante se brinda todo el proceso de análisis en el Anexo 5.

3.2 Cálculo de parámetros de ajuste en protecciones contra contacto a tierra en alimentadores de 6 kV

En el cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones contra contactos a tierra se tienen en cuenta las consideraciones que se tratan en capítulos anteriores.

A pesar de que los relés de protección contra contactos a tierra utilizados en la empresa son relés direccionales electromecánicos del tipo K1G-CFR, sin posibilidad de ajuste, en este capítulo se hace un estudio acerca de la posibilidad de emplear protecciones de sobrecorriente y las afectaciones que podría acarrear en la industria, la pérdida de la direccionalidad de los relés, por ejemplo al no contar con la referencia de tensión por fusión de fusibles en los circuitos de los transformadores de potencial.

3.2.1 Metodología utilizada para el cálculo

Para realizar el cálculo del ajuste de la protección contra contactos a tierra, se necesita conocer la longitud del cable a proteger y la capacitancia del mismo, según su tipo. Luego se calcula la corriente de arranque de la protección " I_{ap} " de acuerdo con la expresión (1.12), que tiene en cuenta los factores de seguridad y de impulsos de corriente capacitiva (k_{saf} y k_{rush} respectivamente), con lo cual se garantiza selectividad y seguridad de operación de dicha protección, independientemente de la direccionalidad implementada o no en el relé.

Para realizar el chequeo de sensibilidad se debe comprobar que en todos los casos la corriente de arranque de la protección sea menor que la corriente capacitiva de contacto a tierra por la línea " I_{fl} " (ver ecuación 1.13), con lo que el coeficiente de sensibilidad k_s debe ser mayor que 1,25 para considerar sensible la protección.

3.2.2 Resultados del cálculo de ajuste para protección contra contacto a tierra

Con el apoyo de especialistas que laboran en la industria, en el trabajo de campo se obtienen y/o actualizan los datos necesarios para realizar el cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones contra contacto a tierra; en la tabla 3.8 se muestran los datos de los cables empleados en las subestaciones de la empresa, se muestra la posibilidad de tener alimentadores con dos tramos de cable de distintos tipos.

Tabla 3.8. Capacitancias de los cables empleados en las subestaciones de la Textilera “Desembarco del Granma”

Subestaciones	Longitud cable (m)	Capacitancia del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Longitud cable (m)	Capacitancia del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Capacitancia total cable (μF)
H3	338	0,286			0,096
A1	395	0,286			0,112
A2	210	0,286			0,060
T1	611	0,286			0,174
T2	508	0,286			0,145
T4	372	0,286	118	0,25	0,135
CE	270	0,286			0,077
AR	284	0,286			0,081
SP	20	0,286			0,005
TC	270	0,286			0,077

Ejemplo de cálculo de los parámetros de ajuste de la protección contra contacto a tierra en una de las subestaciones reductoras de la empresa textil “Desembarco del Granma”:

Para que la protección no opere para contactos a tierra fuera del alimentador protegido, la corriente de arranque de la protección (“ I_{ap} ”) contra contactos a tierra se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_{ap} \geq k_{saf} * k_{rush} * 3 * V * W * C_l \quad (1.12)$$

De donde “ k_{saf} ” es un factor de seguridad que se toma de 1,1 a 1,2, “ k_{rush} ” es un factor para evitar un mal funcionamiento debido a impulsos de corriente o arcos que se toma de 2 a 3, “ V ” la tensión de fase a neutro, “ W ” frecuencia angular y “ C_l ” capacitancia de la línea protegida.

Como el sistema empleado en la textilera es un sistema aislado con conexión delta, de acuerdo con [28], la tensión de fase a neutro se considera el 58% de la tensión entre las fases.

La subestación H3 que alimenta a los talleres de Hilandería 1 y 2 tiene una línea de 338 m de longitud, para una capacitancia total de 0,096 μF ; de acuerdo con la ecuación 1.12, la corriente de arranque de la protección es:

$$I_{ap} \geq 1,1 * 2 * 3 * 6,3kV * 0,58 * 2 * \pi * 60Hz * 0,096\mu\text{F}$$

$$I_{ap} \geq 878,9 \text{ mA}$$

Para determinar la sensibilidad es necesario calcular la corriente “vista” por la protección en caso de un contacto a tierra en su propio alimentador; esta corriente también se conoce por corriente de falla por la línea (“ I_{fl} ”) y es la corriente debida a la capacitancia total del circuito menos la corriente de secuencia cero de la línea propia. El chequeo de la sensibilidad se hace a partir de la siguiente ecuación:

$$k_s = I_{fl}/I_{ap} \quad (1.13)$$

El factor de sensibilidad “ k_s ” debe ser mayor que 1,25 para considerar sensible el ajuste de la protección. En el ejemplo estudiado el valor del factor de sensibilidad es de 4,09.

Mediante el empleo del software Microsoft Excel se obtienen los siguientes valores de corriente de arranque de la protección y de factores de sensibilidad en cada subestación reductora de la empresa.

Tabla 3.9. Valores de corriente de operación y factores de sensibilidad en cada subestación reductora de la empresa textil “Desembarco del Granma”

Subestaciones	Corriente de secuencia cero propia del conductor I_0 (mA)	Corriente de secuencia cero que ve la protección I_f (mA)	Corriente de arranque de la protección de sobrecorriente I_{ap} (mA)	K_s	Sensible o no sensible
H3	399,5	3596,8	878,9	4,09	Sensible
A1	466,9	3529,4	1027,1	3,44	Sensible
A2	248,2	3748,0	546,0	6,86	Sensible
T1	722,2	3274,1	1588,7	2,06	Sensible
T2	600,4	3395,8	1320,9	2,57	Sensible
T4	561,6	3434,7	1235,5	2,78	Sensible
CE	319,1	3677,1	702,1	5,24	Sensible
AR	335,7	3660,6	738,5	4,96	Sensible
SP	23,6	3972,6	52,0	76,39	Sensible
TC	319,1	3677,1	702,1	5,24	Sensible

En el Anexo 6 se muestra la herramienta creada en Microsoft Excel para la determinación de los parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente contra contactos a tierra, propuestas a implementar en la empresa textil “Desembarco del Granma” y basada en las consideraciones explicadas en el capítulo 1.

Como se observa todas las protecciones son sensibles ante la ocurrencia de un contacto a tierra en la zona de 6 kV de la industria. Por este motivo se señala que las protecciones actualmente instaladas en la empresa se pueden reemplazar por protecciones de sobrecorriente con un ajuste lo suficientemente sensible, para evitar la posibilidad de una operación indebida a causa de la pérdida de la direccionalidad en las protecciones actuales (con disparo a partir solo de 200 mA), lo cual puede acarrear disparos no deseados o no selectivos y consecuentes pérdidas en la producción.

3.3 Resumen de los ajustes obtenidos en el trabajo. Recomendaciones.

Al concluir los estudios de cálculo y coordinación de las protecciones en los alimentadores de media tensión se recomiendan, para los relés actuales, los ajustes que se muestran:

Tabla 3.10. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase y de contacto a tierra.

Subestación	I_{ar} (A)	Tap (A)	Curva de tiempo	Instantáneo del relé (A)	Arranque de protección de tierra (mA)
H3	1,6	4	2	38	878,9
A1	2,5	4	2	46	1027,1
A2	1,7	4	2	50	546,0
T1	2,5	4	3	58	1588,7
T2	3,8	4	3	43	1320,9
T4	0,9	4	2	34	1235,5
CE	2,4	4	3	48	702,1
AR	1,7	4	2	75	738,5
SP	3,2	4	3	100	52,0
TC	2,2	4	1	75	702,1
L-200 (T1)	2,8	4	5	-	-
L-205 (T2)	2,8	4	5	-	-

3.4 Conclusiones parciales

- Los ajustes propuestos, a partir de los resultados de los cálculos, muestran la necesidad de realizar cambios en los sistemas de protecciones de la industria, con el objetivo de tener respuestas más rápidas y efectivas ante condiciones de fallas o de sobrecargas.
- Las protecciones actuales de los alimentadores de las subestaciones reductoras no presentan posibilidades de ajustar un tap por debajo de 4, ni elemento instantáneo para la operación contra grandes fallas, hecho que se debe cambiar con la instalación de una protección adecuada, tanto para las líneas de 6 kV, como para los transformadores de las subestaciones que no presentan dispositivos de desconexión a su entrada.
- Es necesaria la comprobación y calibración de todos los relés de protección instalados en la industria, puesto que algunos de los ajustes propuestos están por encima de los actuales y en la empresa no hay muestra de operaciones incorrectas de los mismos.

CONCLUSIONES

- ✍ El cálculo de parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente en dos fases de los alimentadores de sistemas industriales aislados de tierra, a pesar de mostrarse en el trabajo una metodología a utilizar y que se deriva de la filosofía y lineamientos teóricos generales sobre la protección de sobrecorriente, es un tema poco tratado desde el punto de vista de aplicación práctica en la bibliografía tradicional e incluso la más actual.
- ✍ La operación del sistema de suministro eléctrico en la textilera “Desembarco del Granma” ha sufrido varias etapas de modificaciones respecto a su concepción inicial, lo que provoca fundamentalmente cambios en las corrientes de carga y fallas y por ende afectaciones en la respuesta del sistema de protecciones en alimentadores, que demandan un nuevo ajuste acorde a dichos cambios.
- ✍ La protección de alimentadores contra fallas entre fases en la red de media tensión actual de la textilera, presenta en la mayoría de los casos una respuesta poco sensible y retardada en tiempo de manera innecesaria; además su coordinación con las protecciones de la red de baja tensión puede mejorar a partir de un estudio más detallado en dicha red.
- ✍ El sistema de protección de alimentadores contra contactos a tierra en la red aislada de 6 kV, solo se basa en la comparación direccional con un relé electromecánico sin ajustes en su concepción inicial, pero que puede ocasionar disparos indeseados o falta de selectividad al fallar su magnitud de referencia, lo cual puede ser resuelto con relés direccionales que posibiliten implementar los ajustes propuestos en el trabajo.
- ✍ El uso de relés modernos multifuncionales y con amplias posibilidades de ajuste permite implementar en la textilera una protección más sensible, rápida y selectiva en alimentadores y equipos eléctricos en general.

RECOMENDACIONES

- ☞ Realizar la tarea de comprobación y/o calibración de las protecciones en el nivel de media tensión, pues la última, según el trabajo de campo y consultas documentales realizadas por el autor, data de hace casi 15 años; así como implementar en las mismas los ajustes posibles propuestos en el trabajo.
- ☞ Hacer un estudio similar al que se realiza en el trabajo pero en la red de baja tensión, para tratar de optimizar la coordinación de las protecciones en ambas redes.
- ☞ Enfocar las nuevas inversiones, ya sea en otras producciones o en la inclusión de cogeneración en la fábrica, para el uso de relés de protección modernos multifuncionales y con amplias posibilidades de ajuste de parámetros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993.
- [2] ABB, "Protection criteria for medium voltage networks," Technical guide 2016.
- [3] S. Electric, "Basics for MV design according to IEC standards," *Medium Voltage technical guide*, p. 139, 05/09/2018.
- [4] C. d. F. Schneider, "Protecciones eléctricas en MediaTensión," Publicación Técnica Schneider: PT-071 Mayo/2003.
- [5] M. K. Hasan, "Earth Fault Currents in Three Phase systems," Faculty of Engineering, Blekinge Institute of Technology, Karlskrona, Sweden.
- [6] Jeff Roberts, Dr. Hector J. Altuve, and D. D. Hou, "REVIEW OF GROUND FAULT PROTECTION METHODS FOR GROUNDED, UNGROUNDED, AND COMPENSATED DISTRIBUTION SYSTEMS " 2001.
- [7] S. Electric, "Electrical network protection," Protection guide 2003.
- [8] T. Baldwin, F. Renovich, L. F. Saunders, and D. Lubkeman, "Fault Locating in Ungrounded and High-Resistance Grounded Systems," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 37, no. 4, 2001.
- [9] Ricardo Granizo, Francisco R. Blánquez, Emilio Rebollo, and C. A. Platero, "A Novel Ground Fault Non-Directional Selective Protection Method for Ungrounded Distribution Networks," *Energies*, 2015.
- [10] Alberto Cerretti, Fabio Massimo Gatta, Alberto Geri, Stefano Lauria, Marco Maccioni, and G. Valtorta, "Ground Fault Temporary Overvoltages in MV Networks: Evaluation and Experimental Tests," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 27, JULY 2012.
- [11] G. E. Harper, *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*, Segunda Edición ed. Mexico: Editorial Limusa, 2003.
- [12] ABB, "MV Protection Relay Applications," Technical Course 2008.
- [13] C. d. I. Rural, "Protecciones eléctricas," *Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Agrícola de Ciudad Real*, p. 50, 2008. Castilla-La Mancha, España
- [14] T. Davis, *Protection of Industrial Power System*, Second edition ed. United Kingdom: Elsevier, 1996.
- [15] AREVA, Network Protection & Automation Guide. July 2002.
- [16] S. Electric, "Industrial & Commercial Power System Protection," *Network Protection & Automation Guide*.
- [17] N. Chernobrovov, *Protective relaying*. Moscow: Mir Publishers, 1974.
- [18] IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.
- [19] S. Electric, "Overcurrent protection for Phase and Earthfault," *Network protection & automation guide*, p. 36.
- [20] A. Guldbrand, "System earthing," Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Sweden, 2006.
- [21] G. K. Vieira and S. F. Stefenon, "ANALYSIS OF COORDINATION AND SELECTIVITY BETWEEN PROTECTION DEVICES OF LOW VOLTAGE SYSTEM " *International Journal of Development Research*, vol. 07, no. 08, 08/2017 2017.
- [22] SIEMENS, "Protection of Medium and Low Voltage Distribution Systems," Technical guide 2008.

- [23] B. B. Gautama, "Migration Between Two Inverse Time-Overcurrent Curves of Different Standard: Experience at Siguragura Power Station," *Nasional Teknik Elektro*, vol. 8, no. 2, july/2019 2019.
- [24] N. G. Guillermo and C. R. Pedro, *Criterios de protección en redes radiales de media tensión*. Sevilla, España, 2013.
- [25] I. P. Abril, "Ayuda del IPA," Universidad Central Marta Abreus de Las Villas, 1999.
- [26] T. J. Blackburn and T. Domin, "Protective Relaying Principles and Applications". 2014.
- [27] H. Altuve, *Protección de redes eléctricas*. Universidad Central Marta Abreus de Las Villas: Ministerio de Educación Superior, 1990.
- [28] A. G. Diego, "Fallas," *Curso SPT CIMEMOR*, 2008.
- [29] G. Cable, "Cables de media tensión," ed. Barcelona, España, 2016.

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

- A. P. M., "Analysis of Faulted Power Systems," *IEEE Press Power System Engineering Series*, New York, 1995.
- C. H. Walter., ""Interpretation of New American National Standard for Power Circuit Breaker Applications"," *IEEE Transactions an Industry and General Applications*, vol. Vol. IGA-5, No. 5, Sept./Oct. 1969.
- D. J. C., " Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics," New York, Marcel Dekker, 2002.
- S. 551-2006, "IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems," (IEEE Violet Book).
- L. Irwin, "Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales," México, Noriega Editores, 1988.
- 399-1997, ""IEEE Recommended Practice For Industrial And Commercial Power SystemsAnalysis"," *The Institute ofElectrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street,, New York, NY 10017-2394, USA. 1997. .*
- P. B. R. Brokering Christie W., Vargas Díaz L. , "Los Sistemas Eléctricos de Potencia," *Chile, Prentice Hall – Pearson Education*, 2008.

ANEXOS

Anexo1

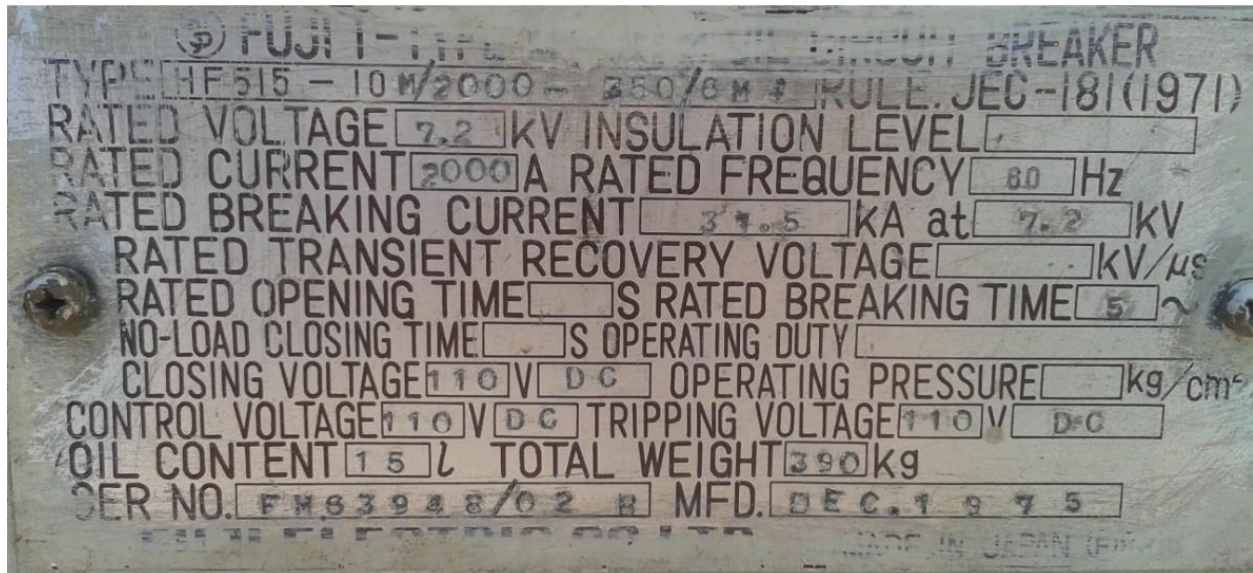


Figura 1. Interruptor de aceite de 2000 A de corriente nominal (Inom).

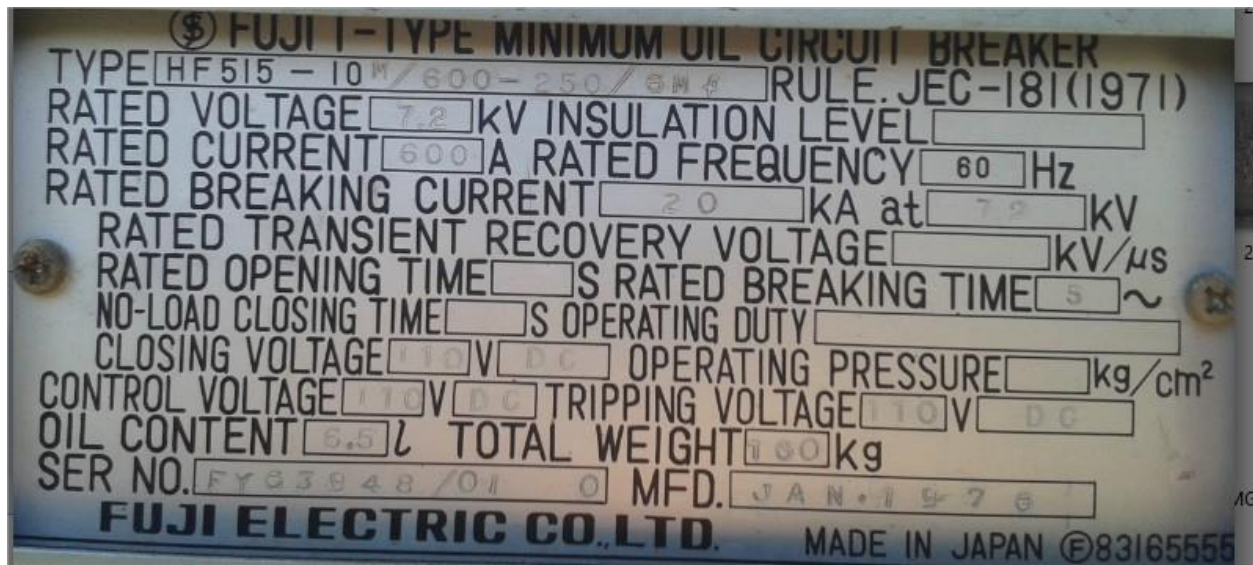


Figura 2. Interruptor de aceite de 600 A de corriente nominal (Inom).



Figura 3. Datos del cable empleado en el área de 6 kV [29]

Anexo 2

Tabla 1. Resultados del estudio de calibración realizado a las protecciones de las subestaciones instaladas en la barra 2

Área	Protección	Tipo	Corriente Arranque en A 4.0	Tiempo disparo (s) para valores de corrientes (%)		
				6.5s 200 % 8A	4.0s 300 % 12A	3.3s 400 % 16A
T1	51F9R	K10-CR	4.0	6.0	3.6	2.7
	51F9T	K10-CR	4.0	6.6	4.3	3.25
T2	51F10R	K10-CR	4.2	6.8	4.25	3.28
	51F10T	K10-CR	4.1	6.59	4.14	3.09
T3	51F11R	K10-CR	4.5	6.6	4.08	3.13
	51F11T	K10-CR	3.75	6.6	4.24	3.21
T4	51F12R	K10-CR	4.4	7.08	4.28	3.09
	51F12T	K10-CR	4.1	6.7	4.13	3.04
C.E.	51F14R	K10-CR	4.25	6.7	4.11	3.11
	51F14T	K10-CR	4.2	6.9	4.32	3.2
A.R.	51F16R	K10-CR	4.1	7.03	4.32	3.29
	51F16T	K10-CR	3.75	6.46	4.25	3.3
S.P.	51F15R	K10-CFR	4.1	6.45	3.97	3.1
	51F15T	K10-CFR	4.25	6.78	4.14	3.12

Tabla 2. Resultados del estudio de calibración realizado a las protecciones de los turbocompresores

Area	Protección	Tipo	Corr. Arr. 4 A	Corr Inst. 20 A	Tiempo disparo (s) para diferentes valores de corrientes (%)		
					53s 200 %	35s 300 %	22s 400 %
T.C.	51F13R	K10-C6Y	4.7	18	52.29	31.20	22.48
	51F13T	K10-C6Y	4.75	16.5	53.6	30.49	22.68

Tabla 3. Resultados del estudio de calibración realizado a las protecciones de las subestaciones instaladas en la barra 1

Area	Protección	Tipo	Corriente Arranque en A	Tiempo disparo (s) para diferentes valores de corrientes (%)		
			4.0	6.5s 200 %	4.0s 300 %	3.3s 400 %
H1	51F1R	K10-CR	4.3	6.3	4.26	3.06
	51F1T	K10-CR	4.2	6.7	4.23	3.16
H2	51F2R	K10-CR	No arranca	6.33	4.1	3.07
	51F2T	K10-CR	No arranca	6.57	4.2	3.25
H3	51F3R	K10-CR	3.8	6.37	4.06	2.95
	51F3T	K10-CR	No arranca	6.56	3.95	3.06
H4	51F4R	K10-CR	No arranca	6.8	4.27	3.15
	51F4T	K10-CR	4.0	6.62	3.98	3.26
H5	51F5R	K10-CR	4.25	6.6	3.83	3.03
	51F5T	K10-CR	No arranca	6.5	4.06	3.09
A1	51F6R	K10-CR	4.25	6.7	4.06	3.14
	51F6T	K10-CR	4.25	6.18	3.74	3.11
A2	51F7R	K10-CR	4.0	6.56	4.6	3.16
	51F7T	K10-CR	4.25	6.58	4.08	3.09

Anexo 3

TABLE OF ELECTRICAL CAPACITY & LOADS											
ITEM NO.	LOAD & LOSS		GENERATING CAPACITY		INSTALLATION LOAD (KW)	BALANCE LOAD		EXCESSIVE LOAD		ITEM NO.	
	SECTION	REMARKS	TRASH (KVA)	GENERATOR		TRASH (KW)	LOSS (KW)	TRASH (KW)	LOSS (KW)		
1	AGB-10100	WHEEL PLANT	-	-	30,000	2,500	\$4,000	24,000	38.4	AGB-10100	
2	AGB-11100	SPINNING 1	OFF-PA, 4PL	2,500	600	2,500	1,000	75.3	2,500	25.3	AGB-11100
3	AGB-11200	" 2	OFF-PA, 2PL	2,000	200	2,000	2,110	25.0	2,500	25.5	AGB-11200
4	AGB-11300	" 3	OFF	2,000	200	2,500	2,000	25.1	2,500	25.7	AGB-11300
5	AGB-11400	" 4	OFF, 2PL, 2PL	2,500	200	2,500	1,440	25.3	2,500	27.1	AGB-11400
6	AGB-11500	" 5	OFF, 2PL, 2PL	2,500	200	2,500	1,750	25.3	2,500	27.6	AGB-11500
7	AGB-12100	WEAVING 1	TAKE STEELING	1,600	-	1,500	500	25.0	500	25.0	AGB-12100
8	AGB-12200	" 2	REPAIRATORY, LOW	1,600	100	1,600	1,100	27.7	1,500	27.3	AGB-12200
9	AGB-12300	" 3	LOW	2,000	500	2,000	2,310	26.1	2,500	26.2	AGB-12300
10	AGB-12400	" 4	LOW 4	2,000	500	2,700	2,300	27.1	2,500	26.3	AGB-12400
11	AGB-13100	FIBERING 1	DR-DET, REN	1,600	200	2,200	1,110	27.3	1,300	24.1	AGB-13100
12	AGB-13200	" 2	OFF-DET	1,600	200	1,900	200	26.7	1,200	22.3	AGB-13200
13	AGB-14100	SERVICE	POWER CABLE	2,500	(100)	2,700	1,400	27.1	1,400	27.3	AGB-14100
14	(NO-14100)	"	EXHAUSTOR (S, 700)	-	-	3,000	1,400	30.0	1,400	30.0	(NO-14100)
15	AGB-14100	"	WATER PUMP, 1000	400	(200)	500	400	30.0	400	30.0	AGB-14100
16	AGB-15100	"	EXHAUSTOR, 200	250	-	270	100	31.3	150	21.3	AGB-15100
17	AGB-15100	ADMINISTRATION	CENTRAL OFFICE	200-30	30	230	200	32.1	150	27.8	AGB-15100

DESARROLLO INDUSTRIAL DE CUBA

RESPONSABLE	NOMBRE	FIRMA	FECHA
PROYECTADO	E. TITANES		
DISEÑADO			
REVISADO			
APROBADO	E. GONZ		
APROBADO	H. CHARRA		

COMBINADO TEXTIL SANTA CLARA

PROYECTADO POR
TOYOBO CO. LTD.

REVISADO POR
PLANO
PLANO NO
1-100-ELC-101/10100

Figura 1. Tabla de cargas y capacidades eléctricas.

Anexo 4

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
	Subestaciones	Transformadores utilizados kVA	In por 6,3 kV en A	I primaria de TC con Isct 5A	Relación del TC	Carga Máx Demandada en kW	Factor de potencia	Factor de demanda	I carga en A	Ip de TI en A	Ir de TI en A	Tap	Icc 2f mínimo en A	Ks	Sensible o No sensible	Icc 3f máximo en BT en A	Ip de Instantáneo en A	Ir de Instantáneo en A	Iop para Transitorio Arranque Motor en A	Iop para Transitorio Conexión Transformador en A	Operación del Instantáneo
1																					
2	H1	2500	229,11	300	60			0,65													
3	H2	3000	274,93	400	80			0,70													
4	H3	3000	274,93	400	80	1093,2	0,85	0,70	82,75	124,12	1,6	2	1225	7,66	Sensible	2448	3060	38	161	2749	No Opera
5	H4	2500	229,11	300	60			0,78													
6	H5	2500	229,11	300	60			0,78													
7	A1	1600	146,63	200	40	1121,5	0,77	0,50	66,57	99,85	2,5	2	734	9,18	Sensible	1467	1834	46	147	1466	No Opera
8	A2	1600	146,63	200	40	850,4	0,77	0,46	46,61	69,92	1,7	2	800	10,00	Sensible	1601	2001	50	115	1466	No Opera
9	T1	1600	146,63	200	40	1246,0	0,85	0,49	65,76	98,64	2,5	2	924	11,55	Sensible	1849	2311	58	169	1466	No Opera
10	T2	1600	146,63	200	40	1183,4	0,77	0,72	100,73	151,09	3,8	4	681	4,26	Sensible	1361	1701	43	175	1466	No Opera
11	T3	3000	274,93	400	80			0,81													
12	T4	3000	274,93	400	80	466,9	0,77	0,86	47,54	71,32	0,9	1	1094	13,68	Sensible	2188	2735	34	99	2694	No Opera
13	OE	2500	229,11	300	60	1579,5	0,81	0,53	95,18	142,76	2,4	2	1146	9,55	Sensible	2288	2860	48	242	2291	No Opera
14	AR	630	57,74	75	15	234,0	0,80	0,62	16,65	24,98	1,7	2	447	14,90	Sensible	894	1118	75	55	577	No Opera
15	SP	250	22,91	50	10	335,0	0,81	0,56	21,06	31,58	3,2	3	400	13,33	Sensible	802	1003	100	66	229	No Opera
16	TC	0	458,21	600	120	2000,0	0,90	0,88	179,21	268,82	2,2	2	5519	23,00	Sensible	7210	9013	75	739	4582	No Opera
17																					
18	L200			2000	400	10109,8	0,88	0,71	746,60	1119,90	2,8	3									1116526
19	L205			2000	400	10109,8	0,88	0,71	746,60	1119,90	2,8	3									1116526

Figura 1. Herramienta en Microsoft Excel para el cálculo de los parámetros de ajuste de las protecciones de fase en media tensión.

F9		fx		=D9/E9			
	A	B	C	D	E	F	G
1	Subestaciones	Relación del TC	Iop para Transitorio Arranque Motor en A	Corriente por secundario TC	Tap real seleccionado	Múltiplo para la curva	Palanca de tiempo
2	H1	60	0,00	0,00	4	0,00	
3	H2	80	0,00	0,00	4	0,00	
4	H3	80	160,91	2,01	4	0,50	2
5	H4	60	0,00	0,00	4	0,00	
6	H5	60	0,00	0,00	4	0,00	
7	A1	40	146,69	3,67	4	0,92	2
8	A2	40	115,16	2,88	4	0,72	2
9	T1	40	168,62	4,22	4	1,05	3
10	T2	40	175,13	4,38	4	1,09	3
11	T3	80	0,00	0,00	4	0,00	
12	T4	80	98,62	1,23	4	0,31	2
13	CE	60	242,39	4,04	4	1,01	3
14	AR	15	54,84	3,66	4	0,91	2
15	SP	10	65,94	6,59	4	1,65	3
16	TC	120	739,21	6,16	4	1,54	1
17							
18	L200	400	1116,53	2,79	4	0,70	3
19	L205	400	1116,53	2,79	4	0,70	3

Figura 2. Herramienta en Microsoft Excel para seleccionar la curva de tiempo de las protecciones de fase en media tensión.

Anexo 5

Análisis de coordinación gráfica selectiva en alimentadores de media tensión en la Textilera “Desembarco del Granma”.

- *Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Tejeduría 2:*

En la figura 1, a la izquierda, se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Tejeduría 2, aquí se aprecia que para valores de corriente de falla menores que 4 kA aproximadamente por baja tensión, la característica de operación de la protección 11 se intercepta con la zona de incertidumbre de la característica de operación de CB26. Situación que se debe tener en cuenta para futuros estudios. En el diagrama normalizado de coordinación para los valores de corriente de falla, mostrado a la derecha, se observa que la protección 2 no actúa ante dicha falla máxima. Además como se aprecia en la figura, las características de operación de la protección 11 y CB26 se interceptan en un rango entre 0,09 y 0,2 en por unidad.

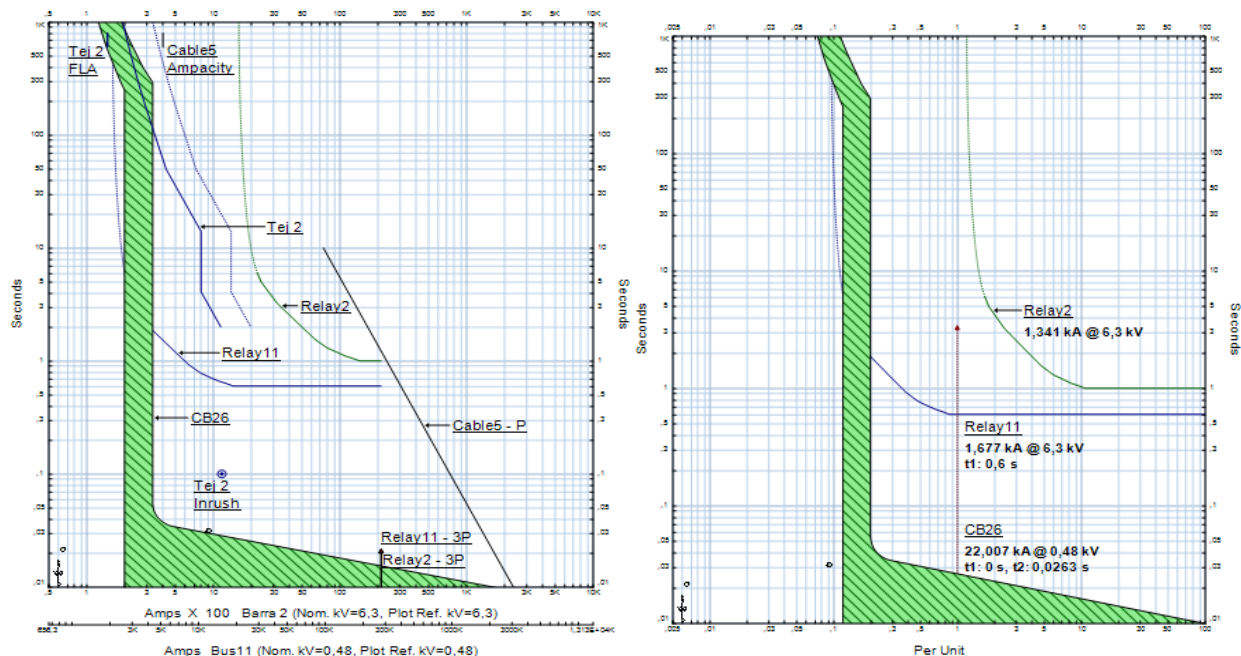


Figura 1. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación T2 (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación T2 (a la derecha).

La figura 2 representa el gráfico normalizado de coordinación para los valores de corriente de falla, donde se visualiza con precisión la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación T2.

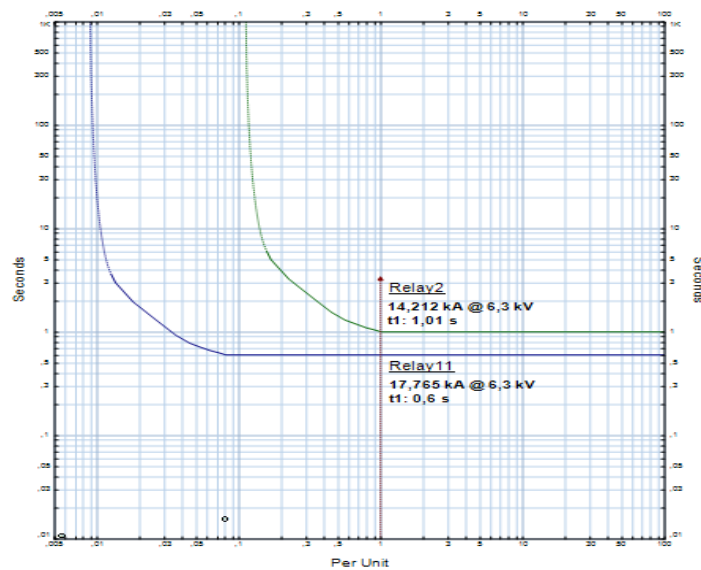


Figura 2. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación T2.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Tejeduría 4:**

En la figura 3, a la izquierda, se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para los alimentadores de Tejeduría 4. En este se representa de manera general la coordinación selectiva de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador Tej 4, cable 6-P y cable 13-P).

En la figura de la derecha se aprecia el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se observa que todas las protecciones relacionadas en esta cadena de disparo coordinan correctamente para la falla máxima trifásica simulada y se señala el valor de corriente que ve cada protección en su nivel de tensión y el tiempo de respuesta asociado a la misma. También se percibe que la protección totalizadora opera para dicha falla como respaldo de la protección del alimentador de media tensión, puesto que la corriente vista por ella es mayor que los 1600 A de ajuste para su operación.

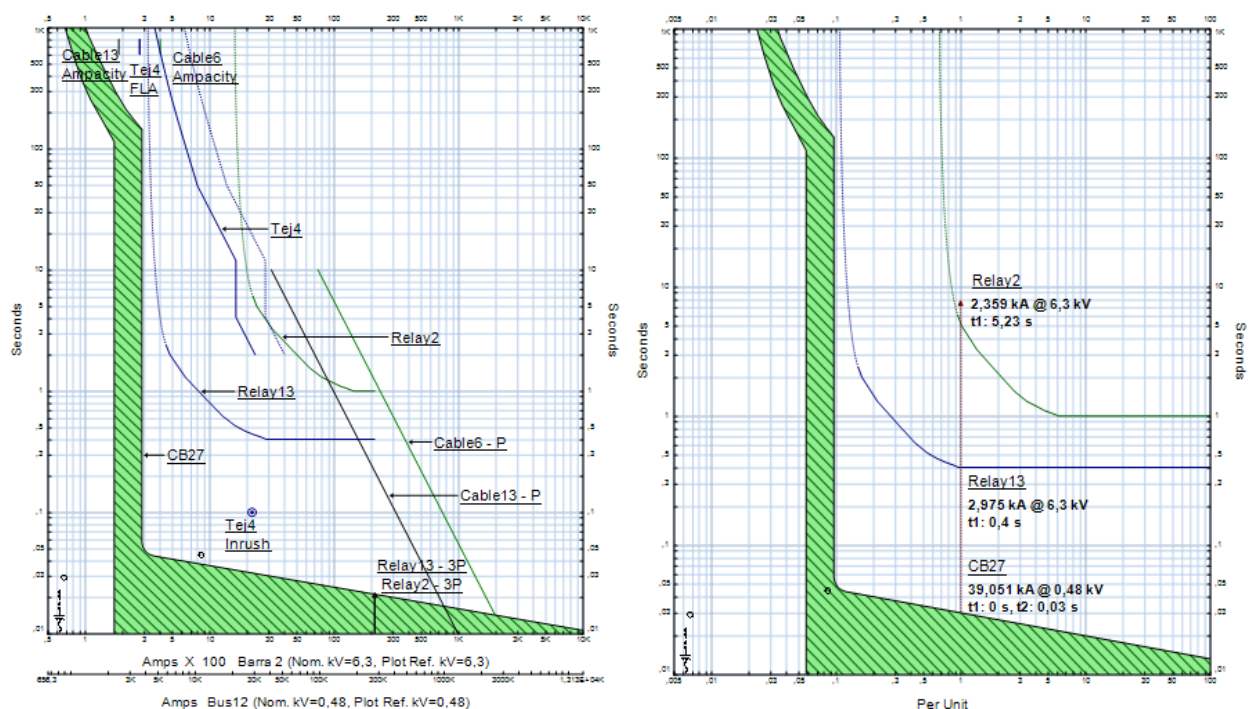


Figura 3. Diagrama de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación T4 (a la izquierda) y gráfico normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación T4 (a la derecha).

La figura 4 representa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se muestra con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación T4.

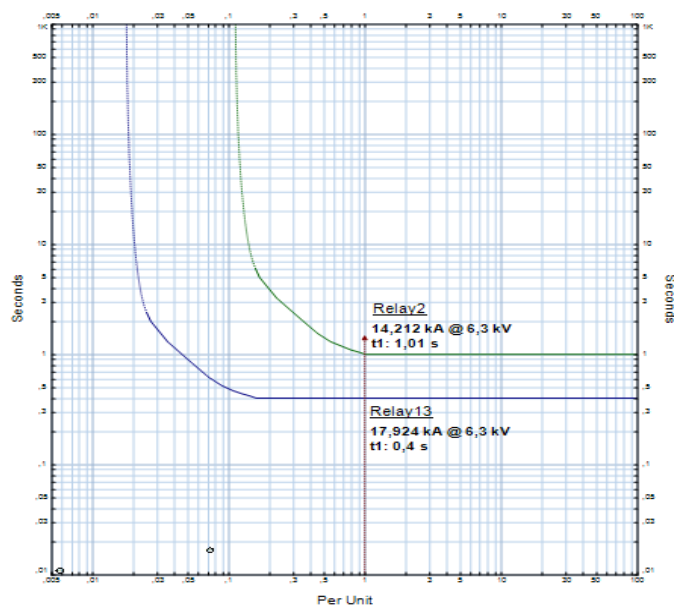


Figura 4. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación T4.

Como se observa en la figura, las protecciones 2 y 13 coordinan correctamente para la falla simulada, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su lugar de ubicación y el tiempo de respuesta asociado a la misma.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora del Centro Energético:**

En la figura 5, a la izquierda, se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador del Centro Energético. En dicha figura se visualiza que para valores de corriente de falla entre 3 y 4 kA aproximadamente por baja tensión, la característica de operación de la protección 15 se intercepta con la zona de incertidumbre de la característica de operación de CB28.

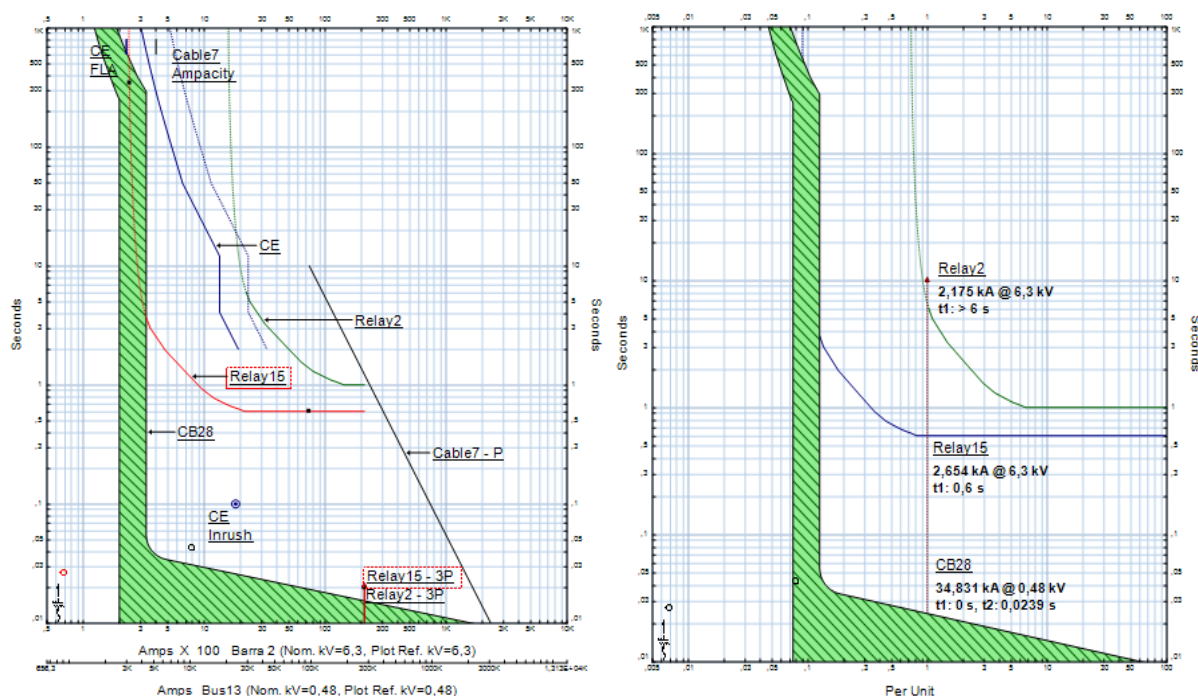


Figura 5. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación CE (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación CE (a la derecha).

La figura a la derecha representa el diagrama normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se observa que la protección 15 y CB28 coordinan correctamente para la falla máxima trifásica simulada y se señala el valor de corriente que ve cada protección en su nivel de tensión y el tiempo de respuesta asociado a la misma. Además se percibe que la protección totalizadora puede actuar como respaldo de la protección del alimentador de media tensión ante dicha falla, con un tiempo de operación superior a los 6 s.

En la figura 6 se muestra el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se visualiza la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación CE.

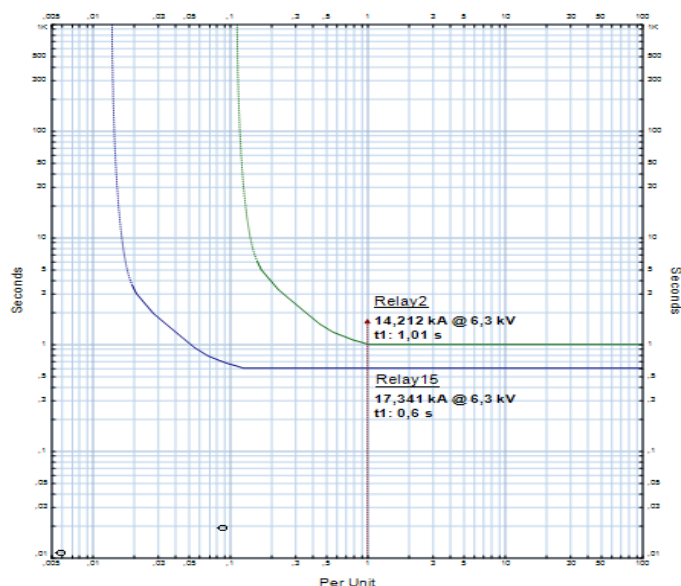


Figura 6. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación CE.

Como se observa en la figura, las protecciones 2 y 15 coordinan satisfactoriamente para la falla simulada y se señala el valor de corriente que ve cada protección en su punto de ubicación y el tiempo de respuesta asociado a la misma.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora del Servicio de Planta:**

En la figura 7, a la izquierda, se observa el gráfico de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Servicio de Planta. En este se percibe de forma general la coordinación selectiva de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador SP y cable 8-P). A la derecha de dicha figura se muestra el diagrama normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se visualiza con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada en la barra de baja tensión de la subestación SP.

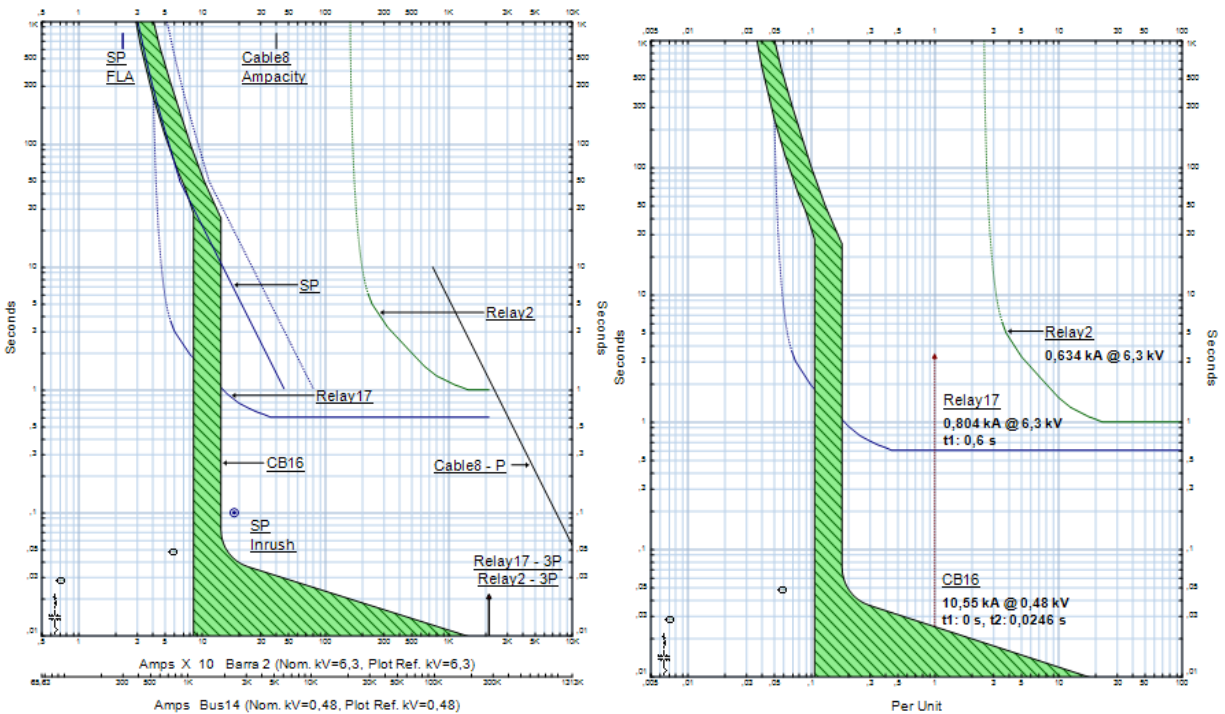


Figura 7. Gráfico de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación SP (a la izquierda) y diagrama normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de la subestación SP (a la derecha).

Como se muestra en la figura a la izquierda, para valores de corriente de falla entre 0,5 y 2 kA aproximadamente por baja tensión, la característica de operación de la protección 17 se intercepta con la zona de la característica de operación de CB16.

Luego, en la figura a la derecha, la protección 17 y CB16 coordinan correctamente para la falla simulada, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su nivel de tensión y el tiempo de respuesta asociado a la misma, no así para valores de corriente de falla menores que 0,2 en por unidad. Además se percibe que la protección totalizadora no actúa ante la falla simulada, puesto que la corriente que ve no alcanza su umbral de operación (1600A).

En la figura 8 se observa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se aprecia con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación SP.

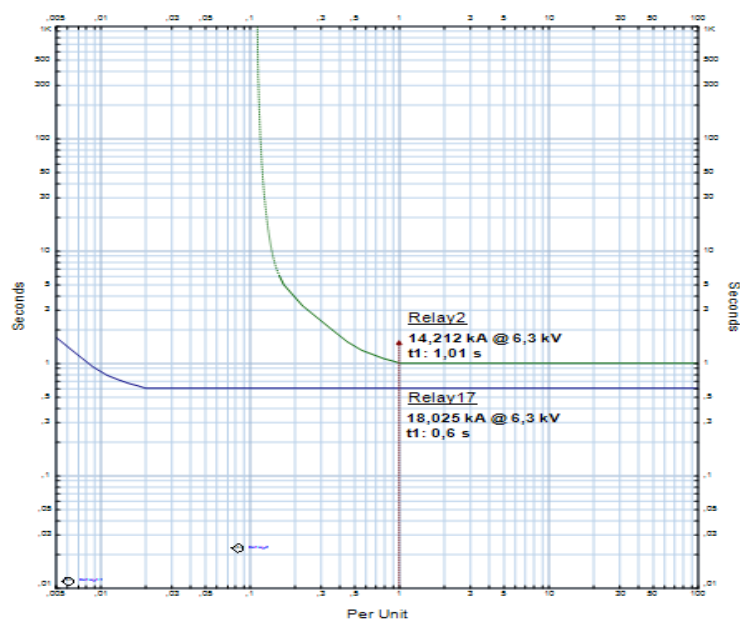


Figura 8. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación SP.

Como se visualiza en la figura, las protecciones 2 y 17 coordinan correctamente para dicha falla, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su punto de ubicación y el tiempo de respuesta asociado a la misma.

- **Coordinación de las protecciones del alimentador de la subestación reductora de Aguas Residuales:**

En la figura 9, a la izquierda, se muestra el diagrama de coordinación de toda la cascada de operación para el alimentador de Aguas Residuales. En este se observa de forma general la coordinación selectiva de todos los dispositivos de protección relacionados entre sí hasta la máxima corriente de falla asimétrica, así como el chequeo de la coordinación de estos con las curvas de daños a los elementos protegidos (transformador AR y cable 9-P). A la derecha de la figura se visualiza el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se aprecia con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada en la barra de baja tensión de la subestación AR.

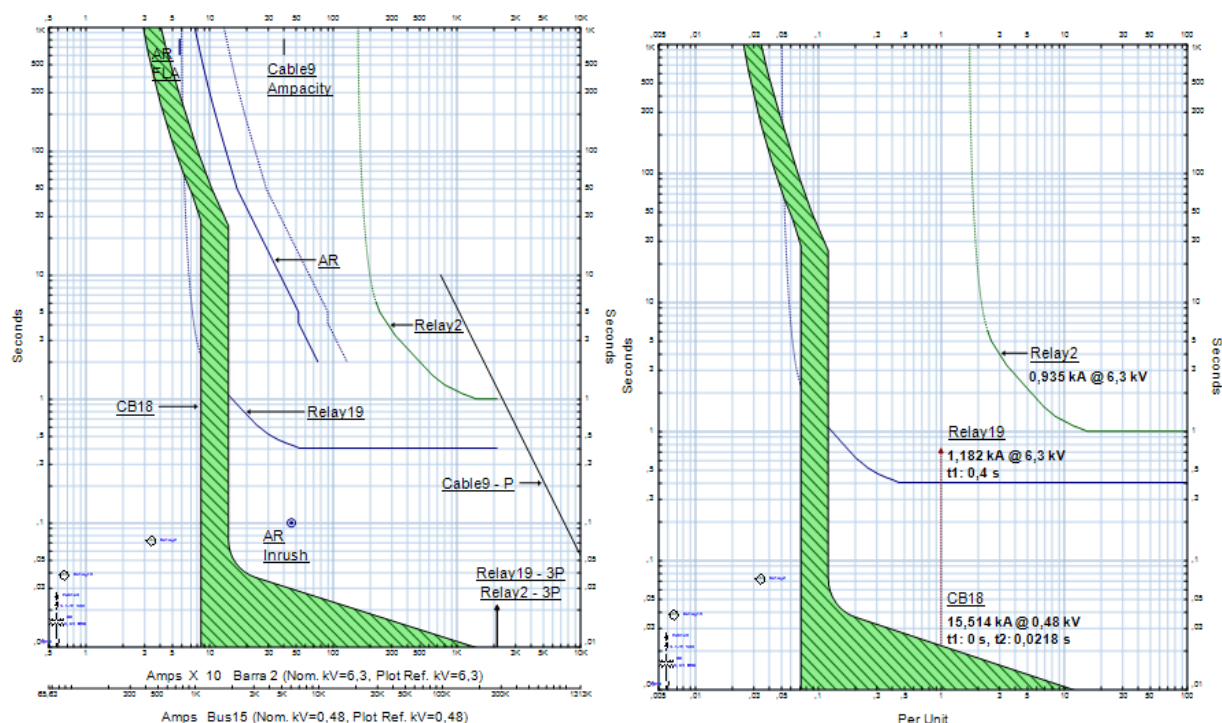


Figura 9. Diagrama de coordinación general para los dispositivos asociados al alimentador de la subestación AR (a la izquierda) y gráfico normalizado de coordinación de protecciones, con una falla en la barra de 480 V, en el alimentador de dicha subestación (a la derecha).

Como se muestra en el gráfico de la izquierda, para valores de corriente de falla entre 0,8 y 2 kA aproximadamente por baja tensión, la característica de operación de la protección 19 se intercepta con la zona de incertidumbre de la característica de operación de CB18.

En el diagrama de la derecha se observa que la protección 19 y CB18 coordinan correctamente para la falla simulada, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su nivel de tensión y el tiempo de respuesta asociado a la misma. Por otro lado se percibe que la protección totalizadora no actúa ante dicha falla.

En la figura 10 se observa el gráfico normalizado de coordinación para valores de corriente de falla, donde se aprecia con detalles la respuesta de las protecciones a la falla máxima trifásica simulada al inicio del alimentador de media tensión de la subestación AR.

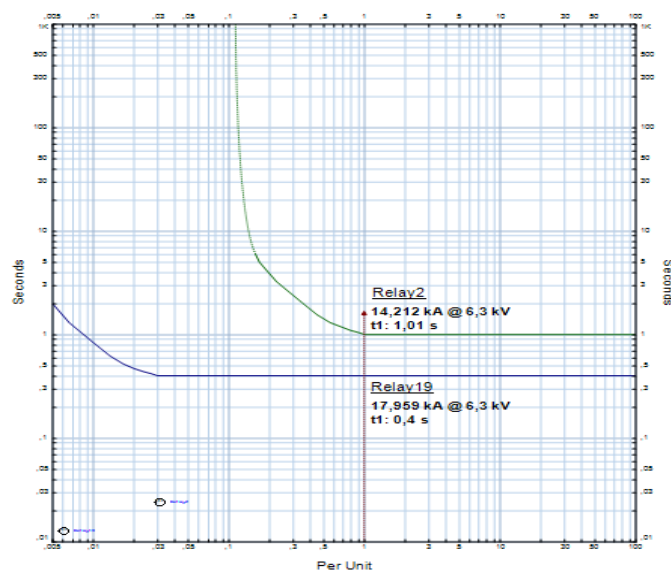


Figura 10. Gráfico normalizado de coordinación para una falla inmediatamente por debajo del relé de protección del alimentador de la subestación AR.

Como se visualiza en la figura, las protecciones 2 y 19 coordinan correctamente para dicha falla, donde se señala el valor de corriente que ve cada protección en su punto de ubicación y el tiempo de respuesta asociado a la misma.

Anexo 6

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Subestaciones	Longitud del cable (m)	Capacitancia del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Longitud del cable (m)	Capacitancia del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Capacitancia total del cable (μF)	Corriente de secuencia cero debida al conductor lo (mA)	Corriente de secuencia cero que ve la protección If (mA)	Corriente de arranque de la protección de sobrecorriente lap (mA)	Ks	Sensible o no sensible
2	H1										
3	H2										
4	H3	338,000	0,286			0,097	399,5	3596,8	878,9	4,09	Sensible
5	H4										
6	H5										
7	A1	395,000	0,286			0,113	466,9	3529,4	1027,1	3,44	Sensible
8	A2	210,000	0,286			0,060	248,2	3748,0	546,0	6,86	Sensible
9	T1	611,000	0,286			0,175	722,2	3274,1	1588,7	2,06	Sensible
10	T2	508,000	0,286			0,145	600,4	3395,8	1320,9	2,57	Sensible
11	T3										
12	T4	372,000	0,286	118,000	0,250	0,136	561,6	3434,7	1235,5	2,78	Sensible
13	CE	270,000	0,286			0,077	319,1	3677,1	702,1	5,24	Sensible
14	AR	284,000	0,286			0,081	335,7	3660,6	738,5	4,96	Sensible
15	SP	20,000	0,286			0,006	23,6	3972,6	52,0	76,39	Sensible
16	TC	270,000	0,286			0,077	319,1	3677,1	702,1	5,24	Sensible
17											
18	Frecuencia(Hz)	60									
19	Tensión (kV)	6,3									
20											

Figura 1. Resultados de herramienta en Excel para el cálculo y chequeo de protecciones de tierra en alimentadores de media tensión en la Textilera.