



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MEDIDAS DE SEGURIDAD EN UNA PLANTA
INDUSTRIAL ANTE EXPLOSIONES POR ARCO
ELÉCTRICO**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

PAMELA VALDÉS ESCOBAR

DIRECTOR DE TESIS:

ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F., 2009





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mis padres:

Por ser mi guía a seguir, ya que además de amarlos los admiro, gracias también por brindarme su apoyo incondicional, amor y confianza.

A mis hermanas:

Por el amor y respeto que me brindan, sobretodo por tolerar mi carácter, algún día quiero ser como ustedes. Las quiero.

A Jorge mi esposo:

Que además de darme su amor y paciencia, día a día fomenta mi superación en todos los sentidos.
Gracias por este bebé que viene en camino ya que ahora mi vida tiene sentido. Te amo.

A mi tío el Ing. Silvano Juan Pérez:

Por su apoyo y orientación.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primera instancia al Ing. Luis Guillermo Espinoza Mendoza por el acceso a la información para la elaboración de esta tesis. También agradezco Ing. Francisco Cuevas Arteaga por su apoyo incondicional y por la amistad que me brindo.

De igual manera doy gracias a cada uno de mis profesores de la Facultad de Ingeniería, por ser la base del carácter de mi formación pero además por brindarme su experiencia, conocimiento, cariño y amistad, también agradezco a mis amigos ya que todo se logró en base de trabajar en equipo.

Pero sobre todo doy gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser un segundo hogar, por brindarme su apoyo y haberme recibido en sus aulas desde mi estudio de bachillerato, ahora en licenciatura y tal vez en posgrado.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
DESARROLLO	8
Introducción	8
2.1. Objetivo de un estudio de Riesgo por Arco Eléctrico	8
2.2. Generalidades del estudio de Riesgo por Arco Eléctrico	9
2.3. Procedimiento del estudio de Riesgo por Arco Eléctrico	10
2.4. Metodología de cálculo	11
CORTOCIRCUITO	12
Introducción	12
3.1. Objetivo de un estudio de Cortocircuito	13
3.2. Generalidades del estudio de Cortocircuito	14
3.3. Procedimiento del Estudio de Cortocircuito	16
3.4. Consideraciones importantes.....	16
3.5. Estudio de Cortocircuito	18
3.6. Conclusiones y recomendaciones	26
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	28
Introducción	28
4.1. Objetivo de un estudio de coordinación de protecciones	29
4.2. Metodología del estudio de coordinación de protecciones	30
4.3. Consideraciones Importantes	32
4.4. Estudio de Coordinación de protecciones.....	34
4.5. Conclusiones y recomendaciones	50
RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO	51
Introducción	51
5.1. Consideraciones Importantes	52
5.2. Estudio de Riesgo por Arco Eléctrico.....	53
5.3. Escenario No. 1. “Operación normal de la planta”	54
5.4. Escenario No. 2. “Durante el período de mantenimiento de la planta”	57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59
REFERENCIAS	64
Anexo A Datos de los Equipos	67
Anexo B Ajustes recomendados para las protecciones	69
Anexo C Dispositivos de protección propuestos	71

1

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se tratará sobre las medidas de seguridad que se deben adoptar en una planta industrial ante explosiones por arco eléctrico, como son las distancias mínimas de seguridad y la energía incidente a que el personal de operación es expuesto durante la realización de trabajos en la cercanía de los equipos eléctricos y en condiciones de falla, sobretodo cuando se exponga a los trabajadores a realizar operaciones de apertura y cierre de interruptores. Con el resultado del análisis del estudio de riesgo por arco eléctrico se destacan los siguientes puntos:

- Corriente de arqueo.
- Energía incidente.
- Distancia mínima a la que debe operar un trabajador.
- Categoría del Equipo de Protección Personal (PPE).

El estudio de riesgo por arco eléctrico se basa en la última edición de códigos y normas establecidas para tal fin como lo es el método normalizado por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, conocido como norma para el cálculo de los riesgos del Arco Eléctrico IEEE 1584-2002 [26].

Se utilizará el software DlgSILENT PowerFactory versión 13.2, para el desarrollo de este trabajo el cual es una herramienta computacional de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industriales, comerciales y de empresas de suministro. Permite trabajar directamente desde el unifilar, además cuenta con una interface hombre-máquina interactiva y amigable desarrollada para software de análisis de sistemas de potencia, utiliza las más avanzadas técnicas de análisis de redes desarrolladas en el mundo en técnicas de computadoras.

La red con la que se trabajará existe y se presenta una parte medular para el estudio de riesgo por arco eléctrico el cual es un tablero en 480 V identificado como **CCM** el cual tiene un circuito derivado en 220 V.

La configuración del sistema eléctrico básicamente consiste en una sola acometida de la compañía suministradora CFE en 230 kV que se reduce al nivel de tensión de 13.8 kV a través del transformador T 1 en este nivel de tensión se enlazan el generador G 1.

Posteriormente se reduce nuevamente el nivel de tensión por medio del transformador T 3 de 13.8 kV a 4.16 k V que alimenta al tablero identificado como Bus B, del cual se deriva el transformador T 4 que reduce el nivel de tensión a 0.48 kV para alimentar al resto de las cargas que conforman los procesos de la planta.

La capacidad de los equipos eléctricos (generadores, motores y transformadores), así como el tipo de dispositivos de protección son con los que cuenta actualmente la planta. Por lo que cabe aclarar que en este estudio se trabajo con equipo eléctrico real.

Es sólo hasta el capítulo 5 y 6 en donde se dan recomendaciones de equipo eléctrico y dispositivos de protección para la solución del problema de riesgo por arco eléctrico.

A continuación se da una breve descripción de cada capítulo que conforma la tesis.

Capítulo 2

En este capítulo se dan a conocer las generalidades del estudio de riesgo por arco eléctrico, procedimiento y metodología de cálculo, según lo indica la norma del IEEE 1584-2002 [26].

Capítulo 3

En este capítulo se muestran los resultados del estudio de cortocircuito en el cual se evaluaron la capacidad de aguante del equipo eléctrico instalado en la planta tanto barras, interruptores y fusibles.

Capítulo 4

En este capítulo se seleccionaron los ajustes de sobrecorriente de fase de los dispositivos de protección que se encuentran instalados en la planta tomando como base el estudio de cortocircuito [16]. Se dan algunas recomendaciones sobre el dispositivo de protección localizado en la acometida del CCM para mejorar la coordinación y selectividad de las protecciones.

Capítulo 5

En este capítulo se tomó como base el estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones [16,27]. Se siguió el procedimiento de la IEEE 1584-2002 [26] cuyo alcance es para niveles de tensión de 0.208 a 15 kV, por lo que sólo se consideró al equipo que está dentro de este rango de tensión. Se dan recomendaciones para solucionar el problema de riesgo por arco eléctrico en el CCM y en el Bus D.

Capítulo 6

En este capítulo se dan las conclusiones del estudio de riesgo por arco eléctrico así como las recomendaciones en cuanto a los dispositivos de protección del CCM y del Bus D, con estas recomendaciones se logra bajar el nivel de riesgo de categoría 4 a categoría 0.

La finalidad de llevar a cabo las recomendaciones que se plantean en este capítulo es para reducir el nivel de energía incidente que pudiera presentarse en el momento de un arco eléctrico, tener una selección adecuada del PPE y que la planta en general se encuentre dentro de un nivel de riesgo menor. En general se puede decir que se busca que la vida del personal así como la vida útil del equipo eléctrico estén protegidos ante un arco eléctrico.

2

DESARROLLO

Introducción

En este capítulo se dan a conocer las generalidades del estudio de riesgo por arco eléctrico, procedimiento y metodología de cálculo, según lo indica la norma del IEEE 1584-2002 [26].

2.1. Objetivo de un estudio de Riesgo por Arco Eléctrico

El cálculo de los riesgos del arco eléctrico debe ser realizado en asociación con o como una continuación de los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones. Los resultados del estudio de cortocircuito son empleados para determinar la corriente de falla momentánea, el rango interruptivo y el rango de cortocircuito (aguante) de los equipos eléctricos. Los resultados del estudio de coordinación de protecciones son empleados para determinar el tiempo que requieren los dispositivos de protección en aislar una sobrecarga o una condición de cortocircuito. El resultado de ambos estudios proporciona la información necesaria para desarrollar el análisis de los riesgos del arco eléctrico.

Los resultados del análisis de los riesgos del arco eléctrico son empleados para identificar el límite de protección por arqueo y la energía incidente en las distancias de trabajo asignadas a través de cualquier punto o nivel en el sistema de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, así como determinar la categoría del Equipo de Protección Personal (PPE por sus siglas en inglés) que debe ser empleado por los trabajadores ante la supervisión de ausencia de voltaje después que es desenergizado un equipo, durante la interrupción de alguna carga, durante una inspección visual que verifique que todos los dispositivos desconectores se encuentren abiertos, etcétera, ya que el PPE es la última línea de defensa ante la ocurrencia de un arco eléctrico, consiguiendo mitigar el impacto directo sobre el cuerpo y la cara y evitando quemaduras de segundo grado e incluso salvar la vida del individuo.

2.2. Generalidades del estudio de Riesgo por Arco Eléctrico

Un estudio de riesgo por arco eléctrico es realizado con la finalidad de reducir los daños de pérdidas materiales, así como disminuir los daños que son causados por las quemaduras en las personas que trabajan continuamente cerca de los equipos eléctricos y que son expuestos al arqueo en condiciones de falla.

El arco eléctrico puede ser causado por diversas circunstancias anormales que pueden derivar en la falla de un equipo eléctrico e incluso por la acumulación de contaminación, las siguientes son algunas de las causas:

- Impurezas y Polvo. Las impurezas y polvos en la superficie de los aislamientos pueden establecer un camino por el cual circule la corriente, permitiendo la creación de un arqueo y creando una descarga a través de la superficie. El vapor y el humo de los productos químicos puede reducir la ruptura de voltaje del aire y causar el arco eléctrico.
- Corrosión. La corrosión de las partes de los equipos puede propiciar impurezas en la superficie de los aislamientos. La corrosión también debilita el contacto de las terminales, incrementando la resistencia de contacto a través de la oxidación u otra contaminación corrosiva. El calor es generado en los contactos el cual puede llegar a producir chispas, estas pueden propiciar el arqueo de la falla cerca de conductores de diferentes fases e incluso a tierra.
- La condensación del vapor y la caída de agua en la superficie aislante de los materiales puede establecer un camino a través de ellos, dando la creación de un arqueo a tierra e intensificando el potencial del arco de fase a fase.
- Descarga de chispas.
 - Contactos accidentales con partes vivas expuestas pueden iniciar el arco eléctrico de la falla.
 - La caída accidental de herramienta puede causar momentáneamente un cortocircuito, produciendo chispas e iniciando el arco eléctrico.
- Sobrevoltajes a través de espacios estrechos.
 - Cuando el espacio de aire entre conductores de diferentes fases es muy estrecho (debido a la mala calidad o al daño de los conductores), el arco eléctrico puede ocurrir durante los sobrevoltajes temporales.
- Fallas del material aislante.
- Utilización o diseño inapropiado del equipo.
- Procedimientos de trabajo inapropiados.

Como se mencionó anteriormente, con un estudio de riesgo por arco eléctrico se busca determinar la energía incidente y el tipo adecuado del equipo de protección personal (PPE), con la finalidad de reducir los daños materiales y las pérdidas humanas, ya que los costos de rehabilitación son muy elevados comparados con el costo de la compra del PPE. A continuación se da una breve descripción de los costos generados por la ocurrencia del arco eléctrico.

Debido a las quemaduras producidas por el arco, la piel puede requerir años de tratamiento con medicamento y rehabilitación. La víctima podría no regresar a trabajar o no tener la misma calidad de vida. Algunos de los costos directos son:

- El tratamiento médico que requiera el personal que resulte dañado.
- Litigación de honorarios.
- Pérdidas de producción.

2.3. Procedimiento del estudio de Riesgo por Arco Eléctrico

El estudio de riesgo por arco eléctrico se hace de acuerdo a la metodología de las normas internacionales aceptadas para tal fin. El método normalizado por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, conocido como norma para el cálculo de los riesgos del Arco Eléctrico IEEE 1584-2002 [26].

El método básicamente consiste en determinar los modos de operación del sistema eléctrico en cuestión, éste puede ser un sistema de distribución radial simple o un sistema más complejo en el que se involucren por ejemplo diversas fuentes de energía.

Corriente de Falla sostenida. Consiste en determinar la raíz media cuadrática (RMS) del valor de falla y la relación X/R en cada punto en donde sea necesario que las personas realicen trabajos. Está corriente es la obtenida del estudio de cortocircuito.

Corriente de Arqueo (I_a). Esta depende fundamentalmente de la corriente de falla sostenida. La corriente de arqueo es calculada para el punto de interés y el primer dispositivo de protección que se encuentra instalado aguas arriba.

Características de los dispositivos de protección y duración del arco. Realizar una inspección de los equipos de protección existentes en el sistema eléctrico, tales como fusibles, interruptores y relevadores. Se debe contar con las curvas características de tiempo corriente, sino es así, lo mejor es crearlas mediante el software basándose en la información disponible de los fabricantes.

Selección de las distancias de trabajo. Las distancias de trabajo dependen del nivel de voltaje de operación y el tipo de equipo eléctrico instalado, ya que de acuerdo a esto, se determina el límite de protección por arqueo, el cual es basado en el nivel de energía incidente sobre el cuerpo y la cara.

Energía incidente. Está en función de la corriente de arqueo, el tiempo, la distancia del arco y el tipo de equipo que se tenga instalado. De acuerdo al nivel de energía incidente obtenida, se determina el tipo de protección personal (PPE).

Determinación de los límites de protección. El límite de protección por arqueo es la distancia a la que una persona es expuesta al arco eléctrico, sin un apropiado equipo de protección personal (PPE) para obtener quemaduras de segundo grado que sean curables. El límite de protección por arqueo es función del nivel de energía incidente causada por el arco eléctrico.

2.4. Metodología de cálculo

El primer punto a determinar es el voltaje en el tablero en cuestión, ya que de esto depende la elección de los factores y ecuaciones a emplear. Posteriormente se considera la corriente de cortocircuito del tablero fallado y el tiempo que le toma al dispositivo de protección liberar la falla, se toma el valor de corriente de cortocircuito menor ya que al dispositivo de protección le tomará mayor tiempo liberar la falla para este nivel de cortocircuito, con lo que se incrementa el nivel de energía incidente, provocando un mayor daño ocasionado por el arco eléctrico.

El cálculo de la corriente de arqueo, el nivel de energía incidente, el límite de protección y la categoría del Equipo de Protección (PPE), es realizado en un bus o tablero a la vez, ya que el tiempo de operación depende del equipo de protección instalado aguas arriba.

Con este resultado se obliga al personal de la planta a extremar precauciones en cuanto al equipo de protección personal que debe usar para reducir los daños que el arco eléctrico pudiera ocasionar.

La metodología de la IEEE 1584-2002 [26] establece el cálculo de la corriente de arqueo basada en la corriente de cortocircuito disponible, para que de esta manera se pueda calcular el nivel de energía incidente y finalmente calcular el límite de protección, así como determinar la categoría del Equipo de Protección Personal (PPE).

3

CORTOCIRCUITO

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales y comerciales se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los cortocircuitos, o fallas como se les conoce comúnmente, ya que estas pueden producir interrupciones de servicio con la consecuente pérdida de tiempo y la interrupción de equipos importantes o servicios vitales, en ocasiones, y desde luego, con el riesgo de daño a personas, equipos e instalaciones.

Los sistemas eléctricos de potencia, se diseñan para estar tan libres de fallas como sea posible, mediante el uso de equipos especializados y diseños completos y cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y con el mantenimiento apropiado.

Aún con todas las precauciones y medidas mencionadas antes, las fallas ocurren, y algunas de las causas principales son:

- Descargas atmosféricas.
- Efectos de la contaminación aérea en aislamientos externos (contaminación salina industrial, polvos, etc.).
- Envejecimiento prematuro de los aislamientos por sobrecargas permanentes, mala ventilación, selección inadecuada, etc.
- Fallas del equipo.
- Vandalismo.
- Condiciones de operación inadecuadas.
- Errores humanos.

Para los fines de los estudios de cortocircuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas, que en una estadística representativa se pueden distribuir como se muestra en la figura 3.1:

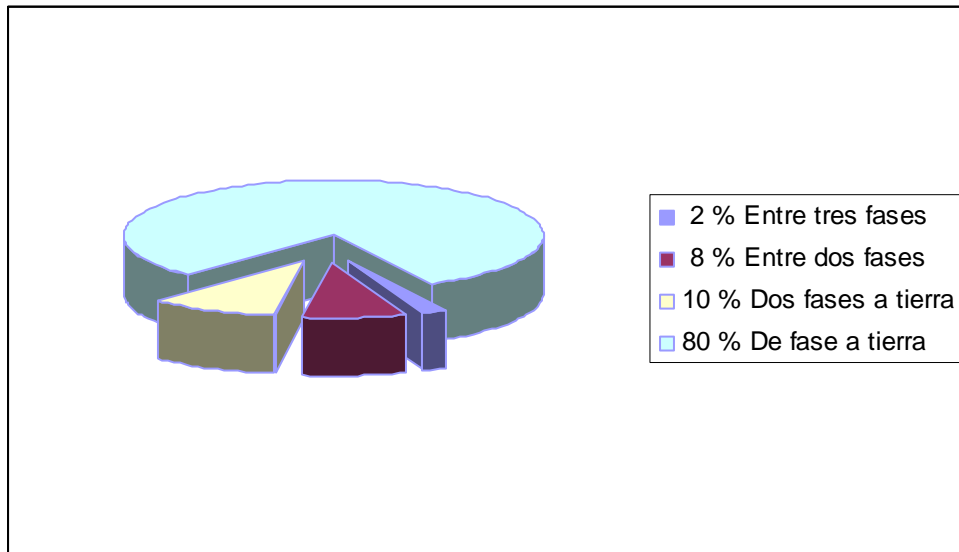


Figura 3.1 Datos estadísticos de ocurrencia de un cortocircuito

En orden de ocurrencia de cortocircuito en los elementos del sistema se tiene la siguiente distribución que se muestra en la Tabla 3.1

Tabla 3.1 incidencia de cortocircuitos en elementos del sistema eléctrico

Elemento del sistema	Porcentaje de ocurrencia
Líneas de transmisión	70%
Interruptores	10%
Tranasmadores de instrumento (Potencial y Corriente)	9%
Apartarrayos	7%
Tableros	3%
Transformadores de potencia	2%
Equipos de protección y misceláneo (cables, cuchillas, etc.)	2%

3.1. Objetivo de un estudio de Cortocircuito

Los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito, son usados para seleccionar la capacidad interruptiva y momentánea de interruptores y otros dispositivos de protección localizados en el sistema; evaluar la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos así como, determinar la coordinación tiempo-corriente de los relevadores de protección, asegurando así la mínima interrupción y evitando daños a los equipos.

Es decir, permite obtener y evaluar los valores de las corrientes que deben interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de corriente.

En cualquier sistema eléctrico, para los fines del diseño, construcción y operación se deben realizar los estudios de cortocircuito con los objetivos siguientes:

- Dimensionar o determinar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección para fines de especificación.
- Calcular los valores de las corrientes de cortocircuito de efectos dinámicos y térmicos como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
- Dar valores de fallas para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.
- Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensibilidad requerida por los relevadores de protección.

Una instalación eléctrica está preparada para soportar un cortocircuito cuando sus elementos cumplen con las siguientes condiciones:

- Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima corriente posible.
- Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda presentarse.
- Rapidez de respuesta coordinada de acuerdo al esquema de protección seleccionado.
- Capacidad de los interruptores para soportar la corriente de falla.

En el análisis de las condiciones de falla en un estudio de cortocircuito, se deben considerar aspectos previos; a saber:

- Seleccionar el lugar o punto de la instalación donde se requiere conocer el nivel de la falla.
- Establecer el modelo eléctrico.
- Reconocer y calcular las desviaciones de los resultados finales en función de las simplificaciones realizadas, como las recomendaciones de la norma [1], por ejemplo el agrupamiento de motores menores de 50 H.P. a un motor equivalente que entregará un valor dado de contribución de corriente de falla.

3.2. Generalidades del estudio de Cortocircuito

En este estudio de cortocircuito se realizará el análisis de dos tipos de fallas. Primero se hará un estudio de falla entre tres fases para las tres redes equivalentes indicadas por la normatividad; para el cual sólo necesitamos las componentes de secuencia positiva y otro estudio de falla de una fase a tierra igual para las tres redes. Para este segundo estudio, de acuerdo con la teoría de componentes simétricas, se necesitan las tres redes de secuencia: positiva y negativa, que serán consideradas iguales, a excepción de los generadores, y la red de secuencia cero. El cálculo de corriente de cortocircuito de una fase a tierra es importante, además, por el hecho de que este tipo de falla, en algunas ocasiones, puede llegar a tener un valor mayor que la corriente de falla entre tres fases; lo que obligaría a la inserción de una resistencia de puesta a tierra con el fin de limitar su magnitud.

PRIMERA RED (Momentánea) [2]

El fin de esta red es obtener las corrientes de cortocircuito momentáneas que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. Para elaborar esta red se deben tomar los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al cortocircuito afectados por los factores indicados en las tablas 4.1 y 4.2 de [2]. Las corrientes calculadas en esta red tienen diferentes usos:

- Seleccionar la capacidad interruptiva de los fusibles e interruptores de bajo voltaje.
- Diseño de equipos y estructuras (efecto electrodinámico durante el cortocircuito).

SEGUNDA RED (Interruptiva)

Esta red se emplea para determinar los esfuerzos en los interruptores y fusibles de mediano y alto voltaje. Se consideran los valores subtransitorios de todas las fuentes de contribución al cortocircuito (solo con la excepción de los generadores hidráulicos, en cuyo caso, se considera la reactancia transitoria) y se toman en cuenta los factores indicados en la tabla 4.1 de [2].

TERCERA RED (30 ciclos)

Esta tercera red es calculada para ser empleada principalmente en el ajuste de los relevadores con retardo de tiempo, aquellos cuyo tiempo de retardo es mayor a seis ciclos. En esta red, solamente se tiene contribución de la compañía suministradora y de los generadores síncronos (representados con su impedancia transitoria), pues todos los motores de inducción son omitidos.

Tabla 3.2 Multiplicadores para las Reactancias de las Máquinas Rotatorias (corresponde a la Tabla 4.1 del Std 141- 1993 del IEEE) [2]

Tipo de máquina rotatoria	Primer Red	Segunda Red
	Momentánea	Interruptiva
Todos los generadores de turbina, los hidrogeneradores con devanados amortiguadores y los condensadores	1.0 X''d	1.0 X''d
Hidrogeneradores sin devanados amortiguadores	0.75 X''d	0.75 X''d
Todos los motores síncronos	1.0 X''d	1.5 X''d
Motores de Inducción		
Arriba de 1000 HP a 1800 rpm o menos	1.0 X''d	1.5 X''d
Arriba de 250 HP a 3600 rpm	1.0 X''d	1.5 X''d
Todos los demás, de 50 HP y mayores	1.2 X''d	3.0 X''d
Todos los menores a 50 HP	1.67X''d	Despreciados

3.3. Procedimiento del Estudio de Cortocircuito

Este estudio de cortocircuito se hace de acuerdo con las normas internacionales aceptadas para tal fin. El método normalizado por el Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE y American National Standards Institute, ANSI; conocido como norma para el cálculo de cortocircuito IEEE/ANSI 141 – 1993, [1,2].

La norma considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de cortocircuito. La diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas rotatorias, el cual, es afectado por algún factor tal y como lo especifica [1,2]. Esto se justifica en el hecho de que el estado electrodinámico de las redes cambia a cada instante, existiendo contribuciones diferentes para cada red.

Asimismo, para la determinación de los esfuerzos en los interruptores, se aplican factores de multiplicación establecidos en las normas relacionadas sobre las corrientes de cortocircuito calculadas, mismas que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación X/R de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

El estudio de cortocircuito permite obtener resultados para analizar el comportamiento de las protecciones eléctricas con un estudio de la coordinación de protecciones.

3.4. Consideraciones importantes

Para la realización de este estudio se consideró:

3.4.1. Configuración del Sistema

La configuración del sistema eléctrico fue tomada de [42], para este caso mencionando sólo el punto de interés es la siguiente. Básicamente consiste en una sola acometida de la compañía suministradora CFE en 230 kV que se reduce al nivel de tensión de 13.8 kV a través del transformador T 1 en este nivel de tensión se enlazan el generador G 1.

Posteriormente se reduce nuevamente el nivel de tensión por medio del transformador T 3 de 13.8 kV a 4.16 kV que alimenta al tablero identificado como Bus B, del cual se deriva el transformador T 4 que reduce el nivel de tensión a 0.48 kV para alimentar al resto de las cargas que conforman los procesos de la planta.

El anexo A.1 muestra los datos de la contribución de cortocircuito en el punto de interconexión entre la compañía suministradora y el sistema eléctrico bajo estudio, dichos valores fueron obtenidos de [15].

3.4.2. Transformadores

Los transformadores presentes en el sistema se modelaron considerando:

- Los datos básicos que se obtuvieron del levantamiento de datos [40].
- La relación X/R se obtuvo en todos los casos de [2].
- La conexión de los transformadores principales que reducen de 13.8/4.16 kV es delta-estrella aterrizada a través de una resistencia de puesta a tierra de 6 Ohms.

La siguiente tabla muestra las características de la resistencia de puesta a tierra.

Tabla 3.3 Valor de la resistencia de puesta a tierra de los transformadores de 13.8/4.16 kV

Resistencia de puesta a tierra			
R Ohms	V Volts	I Amperes	t Segundos
6.00	2401.77	400.29	10.00

- Los transformadores de 4.16/0.48 kV están conectados en delta-estrella aterrizada a través de una resistencia de puesta a tierra de 331.5 Ohms.

La siguiente tabla muestra las características de la resistencia de puesta a tierra.

Tabla 3.4 Valor de la resistencia de puesta a tierra de los transformadores de 4.16 / 0.48 kV

Resistencia de puesta a tierra			
R Ohms	V Volts	I Amperes	t Segundos
331.50	277.13	0.83	10.00

- Se tiene un transformador de tres devanados que enlaza al generador con la red de 230 kV.

Los datos de los transformadores se muestran en el anexo A.

3.4.3. Cables

Los cables representados en el estudio se consideraron de la siguiente manera:

- El tipo de aislamiento es XLPE para mediano voltaje, mientras que para bajo voltaje es THW-LS.
- Las longitudes y calibres de cada cable fueron tomados de [41].

Los parámetros eléctricos de los cables se muestran en el anexo A.

3.4.4. Motores

Para representar los motores, se tomó en cuenta la información mostrada en los diagramas unifilares de la referencia [42].

Las cargas motoras se modelaron con las siguientes consideraciones:

- El motor se consideró de inducción.
- El factor de potencia y la eficiencia se consideraron del levantamiento de datos [40], así como de la información proporcionada en [41] y de [4].
- La relación X/R se obtuvo en todos los casos de [2].

La carga modelada como motor se muestra en el anexo A.

3.4.5. Generador Eléctrico

Los datos del generador se tomaron directamente de [5].

El generador está aterrizado a través de:

- Un transformador de distribución de 110 kVA que reduce de 13.8/0.24 kV y en las terminales del devanado secundario se tiene una resistencia de puesta a tierra de 0.34 Ohms, conforme a lo indicado en [41].

Los datos del generador se muestran en el anexo A.

3.5. Estudio de Cortocircuito

Tomando como base las características de la red eléctrica bajo estudio, se definió el escenario a evaluar, que presenta las condiciones típicas de operación del sistema eléctrico bajo estudio el cual es: "Alimentación de la red de la CFE y el generador de la planta (operación normal)".

- Se empleó el procedimiento de cálculo conforme a la normatividad ANSI/IEEE [1,3]
- Solamente los interruptores de 13.8, 16 y 230 kV se evaluaron mediante el procedimiento establecido por la normatividad IEC debido a que dichos equipos fueron diseñados basados en dicha metodología.
- En todos los casos se analizaron las fallas:
 - Entre tres fases
 - De una fase a tierra

Debido a que la primera es la que genera los mayores esfuerzos en los equipos y la última es la que se presenta con mayor frecuencia.

En las siguientes páginas se muestran los resultados obtenidos del cálculo.

3.5.1. Escenario 1 “Alimentación de la red de CFE y generador de la planta”

En este escenario se analizarán los valores de cortocircuito con el fin de:

- Verificar las capacidades de aguante de las barras de los tableros principales, con respecto a los valores de corrientes de falla trifásicas y monofásicas que resulten de la contribución actual de corriente por parte de la compañía suministradora y las cargas que el sistema eléctrico de la planta tiene, al igual que su generación.
- Se pondrá especial énfasis a los valores de corrientes que fluyen a través de todos los elementos ante condiciones de falla ya que estos valores calculados servirán de base para el cálculo de los ajustes de los dispositivos de protección y el estudio de riesgo por arco eléctrico

Para dicho escenario se tomó en cuenta:

- La acometida de la compañía suministradora.
- El generador de la planta en servicio.

Se analizó este escenario tomando en cuenta las consideraciones previamente descritas.

Debido a los diferentes equipos que se tienen en el sistema eléctrico bajo estudio, se procedió a analizar la respuesta de cada uno de ellos considerando tanto el tipo de equipo como la normatividad bajo la cual fue diseñado.

Por ello, en las siguientes páginas se evalúan:

- Barras de los tableros y buses
- Interruptores de baja tensión
- Interruptores en el CCM
- Interruptores de los tableros de distribución
- Fusibles

Cada una de las secciones siguientes detallan los resultados obtenidos en cada caso.

3.5.1.2. Esfuerzos en tableros.

Se evaluaron los esfuerzos que una falla (cortocircuito) podría ocasionar en las barras de los tableros que componen el sistema bajo estudio.

Por ello, las tablas siguientes muestran los esfuerzos de los tableros para las fallas entre tres fases y de fase a tierra respectivamente. En todos los casos los valores mostrados como capacidad de aguante corresponden a los valores de diseño conforme a lo obtenido en el levantamiento de datos realizado [40].

Tabla. 3.5. Esfuerzos en los tableros ante una falla entre tres fases

Nombre	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad de Aguante	Corriente de Falla de entre Tres Fases		
				Momentánea	Interruptiva	30 Ciclos
	kV	A	kA	kA	kA	kA
Bus B	4.16	3000	78	32.65	29.03	22.85
Bus CCM	0.48	2500	65	31.3	31.3	24.89
Bus D	0.22	200	25	2.07	2.07	2.06

Para los resultados ante la ocurrencia de una falla de fase a tierra debe considerarse que:

- En los neutros de los transformadores de 13.8/4.16 kV y de 4.16/0.48 kV se cuenta con resistencias de puesta a tierra que limitan los valores de corrientes de falla a tierra [40].
- Debido a lo anterior, los mayores esfuerzos a que los equipos serán sometidos corresponderán a los ocasionados por la falla entre tres fases (trifásica) y para el resto de los equipos serán los únicos que se evaluarán.
- Sin embargo, solo para fines de referencia, en la tabla siguiente, se muestran los resultados de cálculo de una falla a tierra para los tableros.

Tabla. 3.6. Esfuerzos en los tableros ante una falla de una fase a tierra

Nombre	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad de Aguante	Corriente de Falla de Fase a Tierra		
				Momentánea	Interruptiva	30 Ciclos
	kV	A	kA	A	A	A
Bus B	4.16	3000	78	399.4	399.37	399.26
Bus CCM	0.48	2500	65	0.85	0.85	0.84
Bus D	0.22	200	25	2121.63	2121.63	2110.66

Como se mencionó previamente, el bus de 230 kV se analizó siguiendo la metodología de IEC [6] y los resultados se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 3.7. Esfuerzos en el bus A para una falla entre tres fases

Nombre	Voltaje Nominal	Corriente de Falla Entre Tres Fases		
		Inicial	Pico	Térmica
	kV	KA	KA	KA
Bus A	230	10.11	27.44	10.33

Tabla 3.8. Esfuerzos en el bus A para una falla de fase a tierra

Nombre	Voltaje Nominal	Corriente de Falla de una Fase a Tierra		
		Inicial	Pico	Térmica
	kV	KA	KA	KA
Bus A	230	11.17	30.3	11.41

En las tablas anteriores puede verse que en todos los casos los valores de diseño de los tableros son adecuados para soportar los valores de falla obtenidos del cálculo.

En el caso del bus de 230 kV no se dispone del valor de diseño, por lo que se recomienda que el cliente verifique que conforme a la documentación disponible, el valor obtenido en el cálculo sea menor que el dato de diseño.

3.5.1.3. Esfuerzos en interruptores.

Debido a que los interruptores que se tienen en los tableros de baja tensión fueron en su mayoría diseñados conforme a la normatividad ANSI, se procedió a determinar los esfuerzos que la ocurrencia de fallas podría ocasionar en ellos.

Conforme a la normatividad ANSI [7], los esfuerzos en los interruptores se basan en:

- La corriente de falla momentánea (de ½ ciclo)
- La relación X/R del tablero donde se localiza el interruptor bajo estudio
- El tipo de interruptor

Dependiendo del tipo de interruptor se cuenta con un procedimiento para determinar los esfuerzos en él, tal y como se describe a continuación:

- Si son interruptores electromagnéticos (tipo DS II de EATON, por mencionar un ejemplo), la capacidad de diseño debe compararse contra el resultado mostrado en la columna LVPCB que es el correspondiente al esfuerzo para este tipo de equipos.
- Si se trata de interruptores de caja moldeada (todos los termomagnéticos que se tienen en las celdas derivadas del CCM y tableros de distribución) los valores de diseño deberán compararse contra los resultados mostrados en las columnas MCCB.

Los valores de diseño de los interruptores se obtuvieron tanto del levantamiento de datos realizado [40] como de los catálogos de los diferentes fabricantes [8,9,10], y sirven como base para comparar los esfuerzos ocasionados por las fallas evaluadas que se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 3.9 Esfuerzos en el interruptor localizado en la Acometida del CCM para la falla entre tres fases

Nombre	Modelo	Circuito que Protege	Datos del Interruptor			Corriente de Falla Entre Tres Fases			
			Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Momentánea	LVPCB	MCCB > 20	Relación X/R
			kV	A	kA	kA	kA	kA	
Acometica CCM	SPB 100	MCC	0.480	2500.00	100.00	50.51	51.90	55.11	7.71

Para el CCM en estudio, se proporciona la siguiente tabla en la cual únicamente se muestra el valor obtenido del cálculo, que en todos los casos deberá ser mayor que el valor de diseño del interruptor que integra el CCM.

Tabla 3.10. Esfuerzos en el interruptor de baja tensión para la falla entre tres fases del CCM

Nombre	Voltaje Nominal kV	Corriente de Falla Entre Tres Fases		
		Momentánea	MCCB > 20	Relación X/R
		kA	kA	
CCM	0.480	31.30	33.85	7.32

En las tablas precedentes se mostraron los interruptores correspondientes al CCM, conforme a los datos obtenidos del levantamiento realizado, se sabe que la capacidad de diseño de las barras es de 65 kA.

Por lo anterior, todos los interruptores que se tengan instalados en dichos tableros deberán tener la misma capacidad interruptiva como mínimo y para fines de comparación se mostró únicamente la columna MCCB>20, que corresponde a los esfuerzos que los interruptores de caja moldeada (termomagnéticos) tendrán en caso de ocurrir una falla trifásica.

Los tableros de distribución se evaluaron en forma separada, debido a que solamente son integrados por interruptores de caja moldeada (MCCB) y los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 3.11 Esfuerzos en los interruptores de baja tensión para la falla entre tres fases en los tableros de distribución

Nombre	Modelo	Circuito que Protege	Datos del Interruptor			Corriente de Falla Entre Tres Fases			
			Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Momentánea	MCCB 10 - 20	MCCB 0 -10	Relación X/R
			kV	A	kA	kA	kA	kA	
Bus D	KDL	B 4	0.22	200.00	25.00	2.07	2.21	2.61	4.06

En la tabla puede verse que:

- Se asumió que la capacidad de diseño de las barras y de todos los interruptores es conforme a lo obtenido en el levantamiento de datos **[40]** y de acuerdo a lo especificado por el fabricante **[13,14]**

Los interruptores que se tienen en los tableros de mediana tensión fueron en su mayoría diseñados conforme a la normatividad ANSI, se procedió a determinar los esfuerzos que la ocurrencia de fallas podría ocasionar en ellos.

Conforme a la normatividad ANSI **[1,3]**, los esfuerzos en los interruptores se basan en:

- La corriente de falla interruptiva (de 5 ciclos)
- La relación X/R del tablero donde se localiza el interruptor bajo estudio
- La corriente pico
- La corriente asimétrica

Conforme a la normatividad ANSI, los interruptores de mediana tensión deben ser capaces de soportar sin problema la ocurrencia de una falla entre tres fases, sin rebasar ninguno de sus parámetros de diseño.

Los valores de diseño de los interruptores se obtuvieron tanto del levantamiento de datos realizado **[40]** como de los catálogos del fabricante **[11]**, y sirven como base para comparar los esfuerzos ocasionados por las fallas evaluadas que se muestran en la tabla 3.12.

Conforme a los resultados mostrados en la tabla 3.12 puede verse que los interruptores de mediana tensión no tendrían problema en soportar los esfuerzos ocasionados por fallas entre tres fases ya que en todos los casos, los valores de diseño son muy superiores los obtenidos por cálculo para las consideraciones de este escenario.

En este escenario se incluye el interruptor del transformador T 2 debido a que el generador está en servicio.

En lo que respecta al interruptor de 230 KV y al interruptor del generador estos fueron evaluados empleando la normatividad IEC **[6]**, y los resultados se muestran en las tablas 3.14 y 3.15.

Como puede verse, los valores de diseño son bastante adecuados para soportar los esfuerzos obtenidos de cálculo para las fallas evaluadas.

Tabla 3.12 Esfuerzos en los interruptores de mediana tensión para la falla entre tres fases

Nombre	Modelo	Circuito que Protege	Datos del Interruptor				Corriente de Falla Entre Tres Fases						
			Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Capacidad Pico	Capacidad Interruptiva	Asimétrica	Pico	Relación X/R	Factor de Ajuste	Simétrica 5C	Factor de Ajuste 5C
			kV	A	kA	kA	kA	kA	kA				
Acometida Bus B	VCP-W	Acometida Bus B	4.76	3000.00	41.00	132.00	29.35	50.63	85.05	16.22	1.53	29.58	1.00
Primario T4	VCP-W	Primario T4	4.76	1200.00	41.00	132.00	29.35	50.63	85.05	16.22	1.53	29.58	1.00

Tabla 3.13 Esfuerzos en el interruptor del transformador T 2 para la falla entre tres fase

Nombre	Modelo	Circuito que Protege	Datos del Interruptor			Corriente de Falla Entre Tres Fases			
			Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Momentánea	MCCB > 20	Relación X/R	
			kV	A	kA				kA
AVR 1	DS II-620	AVR_G1	0.51	2000.00	65.00	34.05	37.42	8.08	

Tabla No. 3.14 Esfuerzos en el interruptor de 230 kV y en el interruptor del generador para la falla entre tres fases

Nombre	Datos del Interruptor				Corriente de Falla Entre Tres Fases			
	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Capacidad Pico	Inicial	Interruptiva	Pico	Relación X/R
	kV	A	kA	kA	kA	kA	kA	
Bus A	245.00	2000.00	40.00	100.00	10.12	10.00	26.14	17.35
G 1	14.40	10000.00	100.00	300.00	72.28	61.13	201.53	52.93

Tabla 3.15 Esfuerzos en el interruptor de 230 kV y en el interruptor del generador para la falla de fase a tierra

Nombre	Datos del Interruptor				Corriente de Falla de una Fase a Tierra			
	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva	Capacidad Pico	Inicial	Interruptiva	Pico	Relación X/R
	kV	A	kA	kA	kA	kA	kA	
Bus A	245.00	2000.00	40.00	100.00	11.17	11.17	28.86	11.53
G 1	14.40	10000.00	100.00	300.00	0.01	0.01	0.02	9.79E-05

3.5.1.4. Esfuerzos en fusibles

Por último, se realiza la evaluación del fusible que se tiene instalado en el CCM en estudio.

Se siguió el procedimiento indicado por ANSI [2] que establece que:

- Los fusibles deben evaluarse empleando la corriente de falla asimétrica.
- En este trabajo, el factor de asimetría se determinó basado en la relación X/R para el punto donde se tiene instalado el fusible bajo análisis.

Los resultados obtenidos del cálculo se compararon contra los valores de diseño de los equipos obtenidos tanto en el levantamiento de datos realizado [40] como de los catálogos de los fabricantes [11,12].

Tabla 3.16 Esfuerzos en el fusible instalado en el CCM

Datos del equipo							Corriente de Falla entre Tres Fases		
Nombre	Fabricante	Modelo	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Corriente de Aguante	Clase	Momentánea	Asimétrica	Relación X/R
			kV	A	kA		kA	kA	
Bus CCM	Bussman	FRS-R	0.6	300	200	RK 5	31.30	33.85	7.32

3.6. Conclusiones y recomendaciones

Al término de este estudio se llegó a las siguientes conclusiones:

- Se modeló el sistema eléctrico basado en la información:
 - Obtenida del levantamiento de datos realizado en campo [40]
 - Correspondiente a los diagramas unifilares del sistema eléctrico de la planta [42]
 - Las fichas técnicas de las unidades de generación conforme a lo proporcionado por Siemens [5]
- Se mostró el escenario que se presenta durante todo el año en la planta el cual corresponde a:
 - “Alimentación tanto de la CFE como del generador de la planta en servicio en forma simultánea”
- Se realizaron simulaciones digitales para obtener los valores que representan las condiciones de falla a que puede verse sometido el sistema eléctrico.
 - Falla Trifásica que causaría los mayores esfuerzos
 - Falla Monofásica que es la falla más común que puede presentarse en un sistema eléctrico

Estas simulaciones digitales cumplen estrictamente con la normatividad ANSI al respecto, [1,3] en lo referente a los interruptores de mediana y baja tensión, así como a los tableros existentes.

Debido a que los interruptores de 13.8 y 230 kV fueron diseñados bajo normatividad IEC [6], entonces, el cálculo de los esfuerzos se realizó siguiendo dicha metodología.

Los resultados mostrados en este trabajo, se consideran adecuados bajo las consideraciones tomadas para su realización.

- Conforme a los resultados obtenidos se puede observar que debido a que se cuenta con resistencias de puesta a tierra en:
 - Neutro de los transformadores de 13.8/4.16 kV
 - Neutro de los transformadores de 4.16/0.48 kV
 - Neutro de los generadores

El valor de la corriente de falla de una fase a tierra es de magnitud muy baja, por lo que su ocurrencia no pone en riesgo a los equipos correspondientes.

En este caso, solo debe recordarse que al presentarse una falla a tierra si bien, la magnitud de la corriente es muy baja, se presentan sobretensiones en las dos fases sanas que tendrán como duración el mismo tiempo que la protección de fase a tierra demore en liberar la falla.

Esto es importante que el personal de la planta lo tenga presente por seguridad de los equipos ante sobrevoltajes ocasionados por fallas a tierra en el sistema eléctrico.

- La mayoría de los equipos instalados:
 - Tableros de mediana y baja tensión
 - CCM
 - Interruptores
 - Fusibles

Tienen características adecuadas de diseño para soportar sin problema alguno la ocurrencia de alguna falla ya que en todos los casos estudiados, se demostró que los resultados de cálculo siempre fueron menores a los datos de diseño.

- Se obtuvieron las corrientes de falla que circularían en caso de presentarse fallas a través de todos los circuitos, cuyos valores servirán para determinar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente y para determinar el riesgo por arco eléctrico

4

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Introducción

En este capítulo se seleccionaran los ajustes de sobrecorriente de fase y de tierra de los dispositivos de protección que se encuentran instalados como protección en la planta.

Los ajustes obtenidos permitirán la selectividad de operación de los elementos de protección ante un cortocircuito, aislando solo el área de falla y evitando que áreas no involucradas sean afectadas en suministro de energía eléctrica.

Los siguientes aspectos conforman el papel de la protección por relevadores:

- Funcionamiento normal.
- Previsión de una falla eléctrica.
- Reducción de los efectos de la falla eléctrica.

El funcionamiento normal supone que no hay fallas de equipo para lo cual se consideran los requisitos mínimos para que esto no ocurra, lo que implica una selección adecuada de los diversos sistemas que integran la red eléctrica para un funcionamiento adecuado del sistema, considerando también el mantenimiento necesario.

Aun cuando se consideran los aspectos mencionados con todos los elementos tecnológicos que se tengan, no desaparece totalmente el riesgo de falla por lo que es necesario incluir sistemas que reduzcan los aspectos de las fallas cuando estas ocurran.

El tipo de falla eléctrica que origina a los máximos efectos es el cortocircuito, pero hay otras condiciones de funcionamiento anormales, propias de ciertos elementos del sistema que también deben tomarse en cuenta con el fin de prevenir la falla eléctrica, siendo estos los siguientes.

Previsión del aislamiento adecuado con las capacidades de los pararrayos. Uso de hilos de guarda y baja resistencia de tierra. Resistencia de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas originadas por fenómenos meteorológicos y ambientales.

Algunas de las características de diseño y funcionamiento para reducir los efectos de las fallas son:

Características para desconexión rápida de los elementos defectuosos:

- Protección por relevadores.
- Interruptores con suficiente capacidad interruptiva.
- Fusibles.

Características que reducen la pérdida del elemento defectuoso:

- Circuitos alternados.
- Capacidad de reserva de generadores y transformadores.
- Recierre automática.

Características que funcionan en todo el periodo desde la iniciación de la falla hasta que esta se elimina, para mantener la tensión y la estabilidad.

- Regulación automática de la tensión.
- Características de estabilidad de los generadores.

4.1. Objetivo de un estudio de coordinación de protecciones

Un estudio de coordinación de protecciones es un análisis obligatorio antes de poner en servicio de manera segura y efectiva un sistema eléctrico. El análisis y coordinación de los dispositivos de protección determina los valores de ajuste de tiempo y corriente a los cuales los dispositivos de protección operarán.

El sistema de protección debe detectar cualquier falla u operación anormal de una forma rápida, selectiva, y dependiendo de los requerimientos del sistema, accionar la apertura del mínimo de interruptores posibles, para aislar y eliminar el elemento defectuoso del resto del sistema. La operación rápida y efectiva de las protecciones tiene las siguientes ventajas:

- Disminuir o prevenir el daño al elemento fallado, y por lo tanto, reducir el tiempo y costo de reparación, permitiendo el restablecimiento del servicio con menor demora.
- Disminuir la duración y gravedad de la interrupción, consiguiéndose así un exitoso y continuo servicio de energía eléctrica.

El estudio de coordinación de protecciones nos ayuda a verificar la selección de los equipos asociados a la protección eléctrica tales como:

- Transformadores de instrumentos
- Selección de los fusibles, interruptores y relevadores
- Ajuste de los dispositivos de protección

4.2. Metodología del estudio de coordinación de protecciones

El análisis de cortocircuito es el punto de partida para el estudio de coordinación de protecciones. Este estudio se basa en la memoria de cálculo de cortocircuito [15], además de las características nominales de todos los equipos y dispositivos seleccionados en esta red. La metodología para el estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente consiste en determinar los puntos de operación de las curvas de los dispositivos de protección y conjuntamente con las curvas características tiempo-corriente de los elementos serie del sistema, los cuales se expresan en ejes logarítmicos, para dar como resultado la gráfica final de coordinación.

El dispositivo de protección próximo a una carga específica debe operar rápidamente, de acuerdo a los tiempos establecidos, operando con cierto retraso de tiempo la siguiente protección que está hacia la fuente.

De esta manera se deben cumplir las limitaciones que los dispositivos de protección imponen unos a otros, además de los límites naturales de operación de los equipos, como son:

a) *Corriente de inrush o energización de los transformadores*

La corriente de inrush se representa como un punto. El valor de esta corriente es de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador, la cual se presenta en un tiempo de 0.1 segundo.

b) *Curvas de daño de los cables y transformadores*

Los equipos y accesorios deben soportar las altas temperaturas ocasionadas por el exceso de corriente. Estos límites deben quedar por encima de las curvas de las protecciones, para evitar que sufran daños si esta no llega a operar; en lo que opera la protección de respaldo. La curva de daño de los conductores está definida por la ecuación de Ordendonk, siendo conocida para los transformadores como curva ANSI; esta curva determina los puntos y establece las características que deben cumplir los devanados para soportar, sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y magnéticos producidos por cortocircuitos en sus terminales.

c) *Perfil de arranque de los motores*

En el estudio de las protecciones, es necesario considerar el análisis de motores eléctricos, sobre todo los de mayor potencia. Esta representación conocida como perfil de arranque del motor, está definido por las corrientes de rotor bloqueado, corriente de arranque y la corriente de operación nominal; cada una en sus respectivos tiempos de operación en función de las características nominales de operación normal y transitoria de cada motor.

d) Cargas estáticas ó resistivas, etc.

Las cargas fijas, tales como iluminación, resistencias, fuerza, etc. no tienen mayores exigencias en el proceso de coordinación y ajuste, pues estas cargas no implican la presencia de grandes transitorios electromecánicos en su operación, y al estar alejadas de las fuentes de potencia, da como resultado un bajo nivel de corriente de falla. Por estas razones regularmente no son representadas en el estudio.

La finalidad del estudio es que los dispositivos de protección operen dentro de estos límites o fronteras, y a la vez proporcionen una coordinación selectiva entre los diferentes dispositivos de protección y las curvas y/o perfiles de arranque y operación de los equipos.

Para la selección y ajuste de protecciones se deben tomar las características que definen el comportamiento de una coordinación ideal:

e) Sensibilidad.

Define la característica por medio de la cual todos los dispositivos deben operar con señales relativamente pequeñas.

f) Selectividad.

Esta característica, sostiene que al presentarse una falla en el sistema, deberá operar la protección más cercana al punto de falla, garantizando con esto la continuidad del servicio al resto de la instalación.

g) Velocidad

Es una característica fundamental, pues la rapidez con que se despeje la sobrecorriente es de suma importancia para disminuir al máximo los daños en la zona de falla. La velocidad depende de la magnitud de la sobre corriente y de la coordinación con las demás protecciones.

h) Confiabilidad.

Esta característica en conjunto con la velocidad de despeje es de los puntos más importantes, ya que un relevador digital puede ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar. Por esta razón las protecciones seleccionadas deben corresponder a una manufactura de primera calidad.

i) Costo.

La selección de un esquema específico de coordinación de protecciones, equipos y secuencias de operación, tiene como principal objetivo el proteger y aislar la zona fallada, evitando así que esta se extienda hacia más equipos. El costo de los esquemas depende de su selectividad, y por lo tanto se evalúa el punto óptimo o de equilibrio entre el costo y la selectividad de la protección.

4.2.1. Aspectos generales de la coordinación de protecciones

Una protección efectiva requiere que el dispositivo de protección sea seleccionado, calibrado, y ajustado para permitir circular la corriente normal de carga del equipo y sólo abriendo instantáneamente o con un retardo de tiempo cuando se presente un valor de corriente que sobrepase el umbral definido del flujo de corriente. Para la mayor continuidad en el servicio se requiere que los dispositivos operen con esta selectividad. El máximo servicio y la máxima continuidad son aspectos difíciles de equilibrar en el proceso de coordinación de las protecciones, por lo que lógicamente se prefiere la protección ante la coordinación selectiva.

El proceso de coordinación de protecciones implica necesariamente el uso de curvas tiempo-corriente de los distintos elementos de protección que intervienen. Esto obliga a considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas y dispositivos de protección, ya que es la única forma de garantizar una operación secuencial correcta.

La coordinación de los intervalos de tiempo de los dispositivos de protección se determina de acuerdo con los siguientes parámetros:

- La magnitud de la corriente de falla en el punto que se esté protegiendo.
- Características del detector del dispositivo de protección.
- La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de falla.
- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo de apertura del interruptor.

4.3. Consideraciones Importantes

Tomando como base la información proporcionada por la planta [41], la recolectada en campo [40], y el estudio de CC [15], se seleccionaron los radiales para la elaboración del estudio de coordinación de protecciones.

Dicho estudio comprende la selección de ajustes de sobrecorriente de fase y de tierra, asegurando conseguir una selectividad adecuada en base a cálculos emitidos en cada ramal con el objeto de asegurar la coordinación óptima.

A continuación se describen las consideraciones tomadas para la realización del estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

4.3.1. Transformadores

Se representó la curva de daño de los transformadores considerando lo siguiente:

- Para la representación de las curvas de daño de los transformadores se empleó la norma ANSI C.57 [17].
- La corriente inrush se consideró de 8, 10 ó 12 veces la corriente nominal, dependiendo de la capacidad nominal del transformador, con una duración de 0.1 segundo.
- Los transformadores están sujetos a fallas frecuentes con la finalidad de ofrecer una protección más conservadora.

4.3.2. Motores

Se representó el perfil de arranque del motor tomando en cuenta:

- La corriente a rotor bloqueado es conforme a la letra de código del motor y la duración del arranque para el motor se tomó de [41]
- La corriente de magnetización se consideró igual a 1.73 veces la corriente a rotor bloqueado con una duración de 0.1 segundos.

4.3.3. Cables

Se representó la curva de daño de los cables considerando:

- Los tiempos en que se muestran los valores son 1 y 10 segundos.
- Todos los cables son de cobre.
- El aislamiento considerado es THW para baja tensión y XLP para mediana tensión.

4.3.4. Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección corresponden a:

Interruptor en motor:

- Interruptor Cutler Hammer modelo KD-K [18].

Fusible en motor:

- Fusibles Bussman modelo FRS-R RK-5 [19].

Interruptor en acometida del CCM:

- Interruptor Cutler Hammer modelo SPB-100, con unidad de control Digitrip 510 [20].

Relevadores en transformadores:

- Relevador Cutler Hammer modelo Digitrip 3000 [21].
- Relevador Basler BE1-50/51B [22].

En todos los casos las funciones que se tienen habilitadas corresponden a:

- Sobrecorriente de fase.
- Sobrecorriente de tierra.

4.3.5. Criterios básicos empleados

Las gráficas están representadas en formato Log-Log a niveles de voltaje de referencia de 0.48, 4.16, 13.8 y 230 kV.

Se dio prioridad a la protección de los equipos eléctricos (transformadores, cables y motores) y después a lograr una coordinación entre la operación de los dispositivos de protección.

Los criterios básicos de protección establecidos por IEEE [23] fueron aplicados en todos los casos.

4.4. Estudio de Coordinación de protecciones

4.4.1. Ajustes de los Relevadores de Protección de Fase.

4.4.1.1. Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del CCM

En esta ruta se consideran los siguientes equipos a proteger:

Tabla 4.1 Valores de los equipos a proteger

Datos generales	Corriente nominal	Corriente de arranque o inrush
Transformador T 4 4.16/ 0.48 kV 1500 / 2000 kVA z = 6.07 % Conexión Delta – Estrella aterrizada con resistencia de 331.5 Ohms	$I_{prim} = 277 \text{ A}$ $I_{sec} = 2,405 \text{ A}$	$I_{inrush} = 2,770 \text{ A}$ durante 0.1seg
Motor M 1 Carga mayor del CCM 200 HP 0.460 kV F.S = 1.15 F.P. = 95.4% Letra de Código G	$I = 222 \text{ A}$	$I = 1,399 \text{ A}$ durante 10 segundos

Los elementos involucrados en esta ruta de coordinación, se muestran en la Figura 1 de la página siguiente y los criterios para recomendar los ajustes fueron:

- Considerar el motor de mayor capacidad del CCM, este motor es solamente una referencia debido a que el ajuste que se recomienda para el interruptor que protege el devanado secundario del transformador T 4 debe permitir que el motor arranque sin problema alguno y adicionalmente protegerlo como respaldo.
- El circuito que alimenta el motor M 1 cuenta con una protección mediante:
 - Un interruptor termomagnético Cutler Hammer modelo KD-K de 400 A nominales identificado como **Int M 1**
 - Un fusible Bussman modelo FRS R de 300 A (RK5) identificado como **Fusible M 1**
 - Contactor modelo Cutler Hammer de 270 A tamaño 5

Los ajustes de las protecciones se muestran en la tabla 4.2 y 4.3:

Tabla 4.2 Ajuste del **Int M1**

Protección	Ajuste	Observaciones
Interruptor Int M 1 KD-K 400 A	4000 A	<ul style="list-style-type: none"> • El interruptor permite la operación a plena carga del motor. • La NOM [24] establece en la tabla 430-152 que el elemento de tiempo inverso no debe ser mayor a 2.5 veces la corriente nominal, que corresponde a 555 A, por lo que el interruptor de 400 A se considera adecuado. • Este interruptor tiene una característica de respuesta en tiempo-corriente fija y únicamente el elemento instantáneo puede ajustarse entre 5-10 veces la corriente nominal. En este caso, se propone ajustarlo en 10 veces la corriente nominal que equivale a 4,000 A • El valor de ajuste cumple con lo recomendado en la NOM [xx] tal y como se muestra en la gráfica de tiempo-corriente, permite el arranque del motor aún considerando la corriente de magnetización.

Tabla 4.3 Ajuste del **Fusible M1**

Protección	Observaciones
Fusible Fusible M 1 FRS R (RK 5) 300 A	<ul style="list-style-type: none"> • El fusible que protege al motor es de 300 A cumple con lo establecido en la tabla No. 430-152 de la NOM [24] que indica que la capacidad nominal de un fusible con retardo de tiempo no debe ser mayor a 1.75 veces la corriente nominal del motor, en este caso 388.5 A, por lo que se considera adecuado.

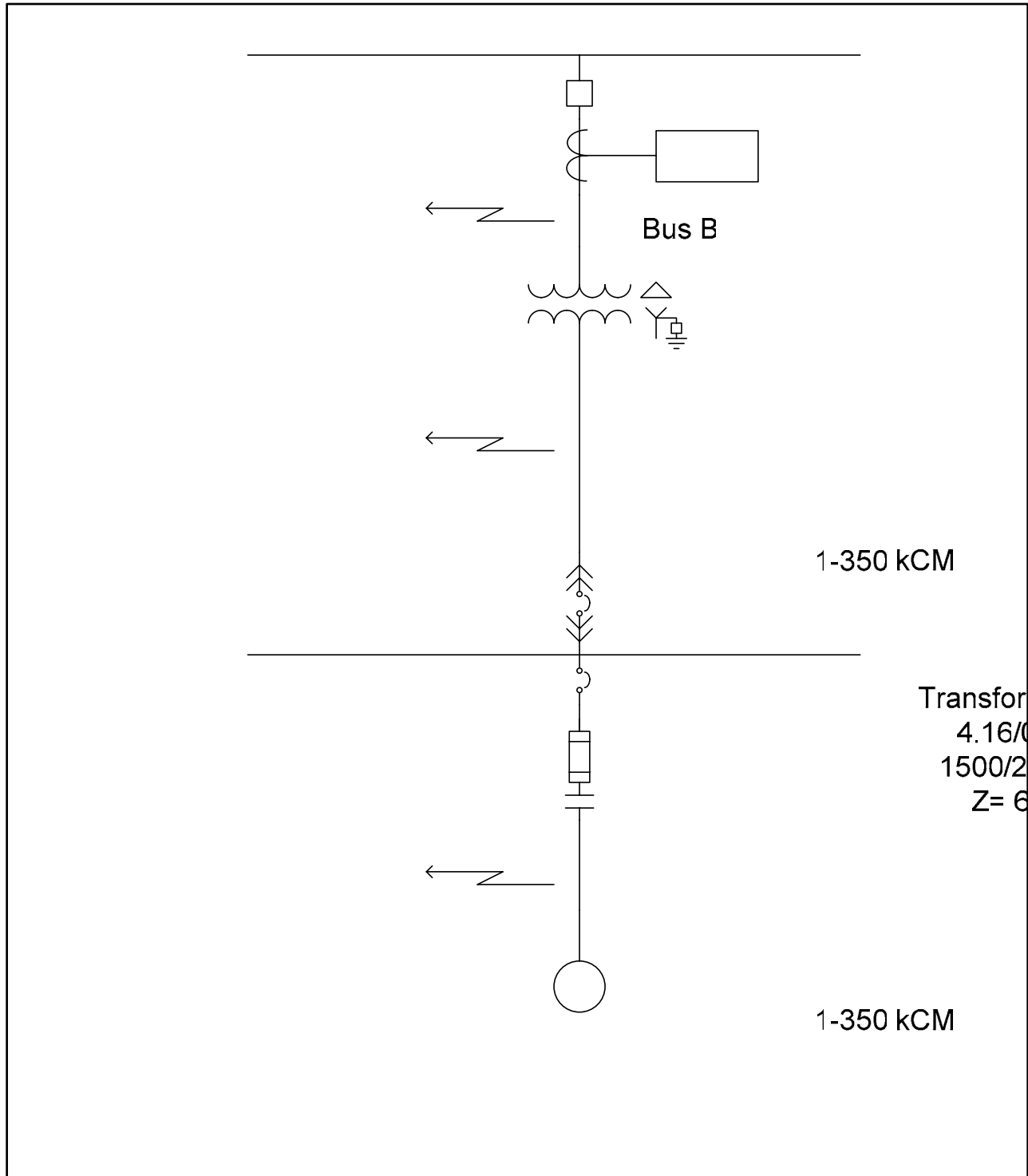


Figura 1 Elementos de la ruta de coordinación del CCM

Bus CCM

- En la acometida del CCM se tiene un interruptor modelo SPB 100 de 2,500 A nominales con funciones de protección LI y unidad de control Digitrip 510, identificado como **Int Acometida CCM** cuyos ajustes se muestran en la tabla 4.4:

Tabla 4.4 Ajuste del **Int. Acometida CCM**

Protección	Ajuste	Observaciones
Interruptor Int Acometida CCM SPB 100 2500 A Digitrip 510 LI	In = 2,405 A LTPU = 2,500 A STPU = 2seg Instantáneo = 20,000 A	<ul style="list-style-type: none"> La corriente máxima que circulará a través de él, corresponde a la nominal del transformador T 4 que es de 2,405 A para el máximo paso de enfriamiento, por lo que se considera adecuado. Conforme a la tabla No. 450-3(a) (1) de la NOM [24] el ajuste del elemento que protege un transformador de estas características no debe ser mayor a 1.25 veces la corriente nominal, que en este caso son 3,006 A, por lo que, el ajuste del elemento de tiempo largo, se propone en 2,500 A que es el máximo ajuste disponible con un retardo de tiempo de 2 segundos. El elemento instantáneo se propone ajustarlo en 20,000 A, este valor resulta adecuado pues libera en forma instantánea las fallas en el bus del CCM y permite sin problemas la energización del transformador T 4

- En el devanado primario del transformador T 4 se tiene un relevador modelo Digitrip 3000 de Cutler Hammer, identificado como **Relé T 4** cuyos ajustes se muestran en la tabla 4.5:

Tabla 4.5 Ajuste del **Relé T 4**

Relé T 4		
Digitrip 3000		
4.16 kV		
Elementos de Fase	Ajuste	Observaciones
TC	300/5	<ul style="list-style-type: none"> La corriente nominal del transformador T 4 es de 277 A, por lo que los TC's empleados se consideran adecuados.
L	LTPU = 300 A LTD = 3 seg	<ul style="list-style-type: none"> El elemento de tiempo largo se propone ajustarlo en 300 A, dicho valor se encuentra dentro de lo recomendado por la NOM [24] que en su tabla 450-3(a)(1) establece que la protección del devanado primario no debe exceder de 4 veces la corriente nominal, que en este caso es de 1,108 A. El retardo de tiempo se propone en 3 segundos empleando una curva característica muy inversa basada en ANSI
S	STPU=1,200 A STD = 0.25 seg	<ul style="list-style-type: none"> El elemento de tiempo corto, se propone ajustarlo en 1,200 A con un tiempo de retardo de 0.25 segundos.
I	Instantáneo = 4,500 A	<ul style="list-style-type: none"> El elemento instantáneo se propone en 4,500 A, ya que de esta forma, se garantiza que liberará las fallas que pudieran ocurrir en 4.16 kV, en forma instantánea y adicionalmente, es mayor a la corriente inrush.

En general, puede mencionarse:

- Existe selectividad entre los elementos de protección por lo que si existe coordinación entre ellos y se tiene un margen de coordinación aceptable pues en el peor caso es de 0.2 segundos, ante la presencia de fallas. Los ajustes aquí planteados son aplicables completamente a los dispositivos de protección instalados.

De la gráfica tiempo-corriente de la siguiente página se observa que:

- Se incluye la curva de daño del cable identificado como **Cable C 3** del circuito al motor M 1 del CCM, el cual queda protegido con los ajustes recomendados.
- Los ajustes recomendados para los interruptores muestran una operación selectiva ante la presencia de fallas. Asimismo, en el Anexo B se muestran las tablas de los ajustes para los dispositivos de protección involucrados.

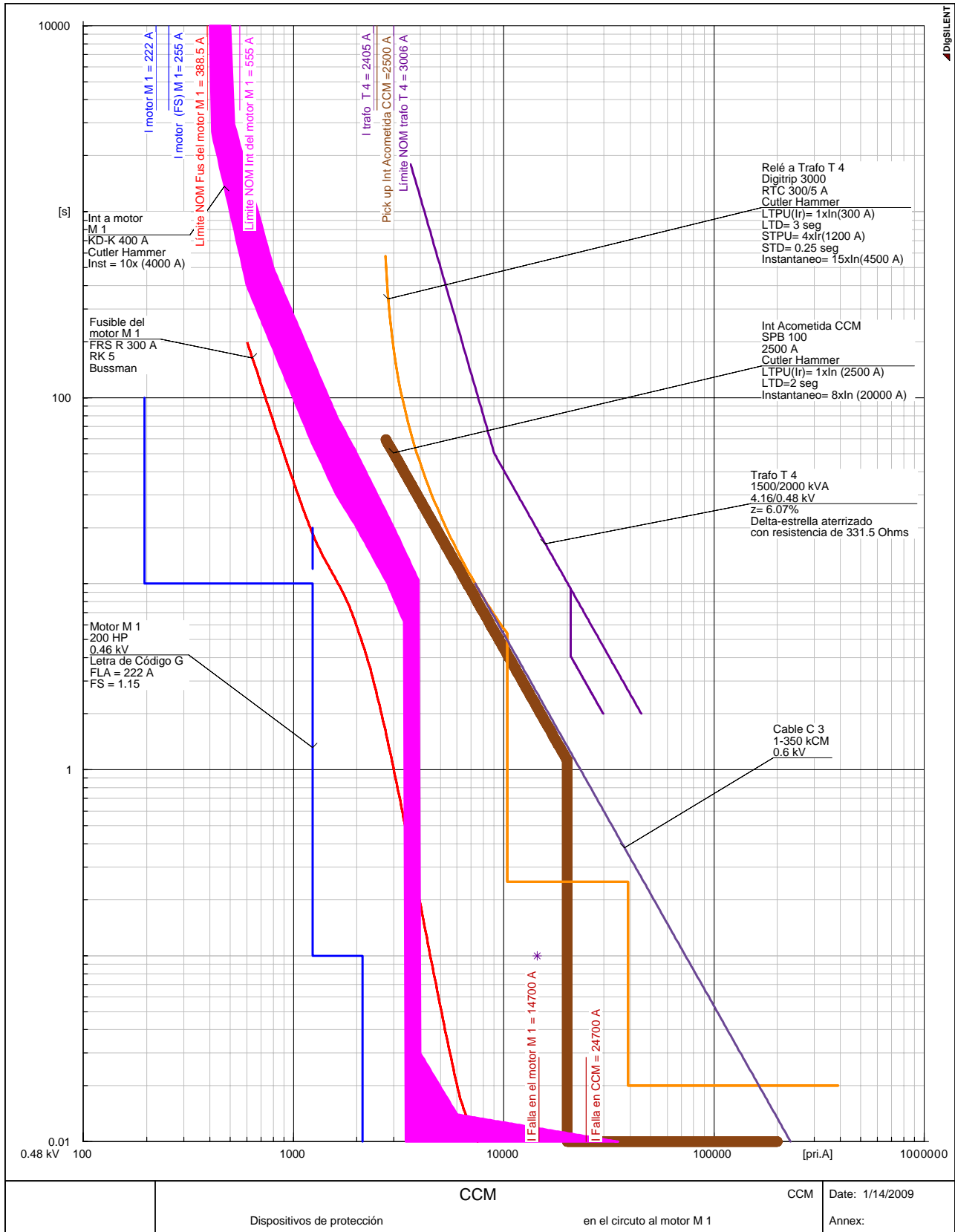


Figura 2 Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del circuito al CCM

4.4.1.2. Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del transformador T 3

En esta ruta se consideran los siguientes equipos a proteger:

Tabla 4.6 Valores de los equipos a proteger

Datos generales	Corriente nominal	Corriente de arranque o inrush
Transformador T 3 13.8/4.16kV 15000/20000 kVA z = 7.95 % Conexión Delta-Estrella aterrizada a través de resistencia de 6 Ohms	$I_{prim} = 837 \text{ A}$ $I_{sec} = 2,776 \text{ A}$	$I_{inrush} = 10,040 \text{ A}$ durante 0.1seg

Los elementos involucrados en esta ruta de coordinación, se muestran en la figura 3 de la página siguiente y los criterios para recomendar los ajustes fueron:

- En el devanado secundario del transformador T 3 se tiene un relevador modelo Digitrip 3000 de Cutler Hammer, identificado como **Relé Bus B** cuyos ajustes se muestran en la tabla 4.7:

Tabla 4.7 Ajuste del **Relé Bus B**

Relé Bus B		
Digitrip 3000		
4.16 kV		
Elementos de Fase	Ajuste	Observaciones
TC	3,000/5	<ul style="list-style-type: none"> La corriente máxima que circulará a través de él, corresponde a la nominal del transformador T 3 en su máximo paso de enfriamiento, es decir, 2,776 A, por lo que los TC's empleados se consideran adecuados.
L	LTPU = 3,000 A LTD = 0.3 seg	<ul style="list-style-type: none"> El elemento de tiempo largo se propone ajustarlo en 3,000 A, dicho valor se encuentra dentro de lo recomendado por la NOM [24] que en su tabla 450-3(a)(1) establece que la protección del devanado secundario no debe exceder de 2.5 veces la corriente nominal, que en este caso es de 6,940 A. El retardo de tiempo se propone en 0.3 segundos empleando una curva característica muy inversa basada en ANSI.
S	STPU =12,000 A STD = 0.2 seg	<ul style="list-style-type: none"> El elemento de tiempo corto, se propone ajustarlo en 12,000 A con un tiempo de retardo de 0.2 segundos.
I	Deshabilitado	<ul style="list-style-type: none"> El elemento instantáneo se deshabilitó para permitir una coordinación con los dispositivos localizados "aguas abajo" ante la ocurrencia de fallas.

- En el devanado primario del transformador T 3 se tiene un relevador modelo BE1-50/51B de Basler, identificado como a **Relé T 3** cuyos ajustes se muestran en la tabla 4.8:

Tabla 4.8 Ajuste del **Relé T 3**

Relé T 3		
BE1- 50/51B		
4.16 kV		
Elementos de Fase	Ajuste	Observaciones
TC	1,200/5	<ul style="list-style-type: none"> La corriente máxima que circulará a través de él, corresponde a la nominal del transformador T 3 en su máximo paso de enfriamiento, es decir, 837 A, por lo que los TC's empleados se consideran adecuados.
51 P	Pick up = 1,056 A TD = 2 seg	<ul style="list-style-type: none"> El elemento de sobrecorriente se propone ajustarlo en 1,056 A, dicho valor se encuentra dentro de lo recomendado por la NOM [24] que en su tabla 450-3(a)(1) establece que la protección del devanado primario no debe exceder de 4 veces la corriente nominal, que en este caso es de 3,346 A. El retardo de tiempo se propone en 2.0 segundos empleando una curva característica muy inversa basada en ANSI.
50 P	Instantáneo = 8,400 A	<ul style="list-style-type: none"> El elemento instantáneo se propone ajustarlo en 8,400 A, este valor resulta adecuado pues libera en forma instantánea las fallas que se pudieran presentar y permite sin problemas la energización del transformador T 3.

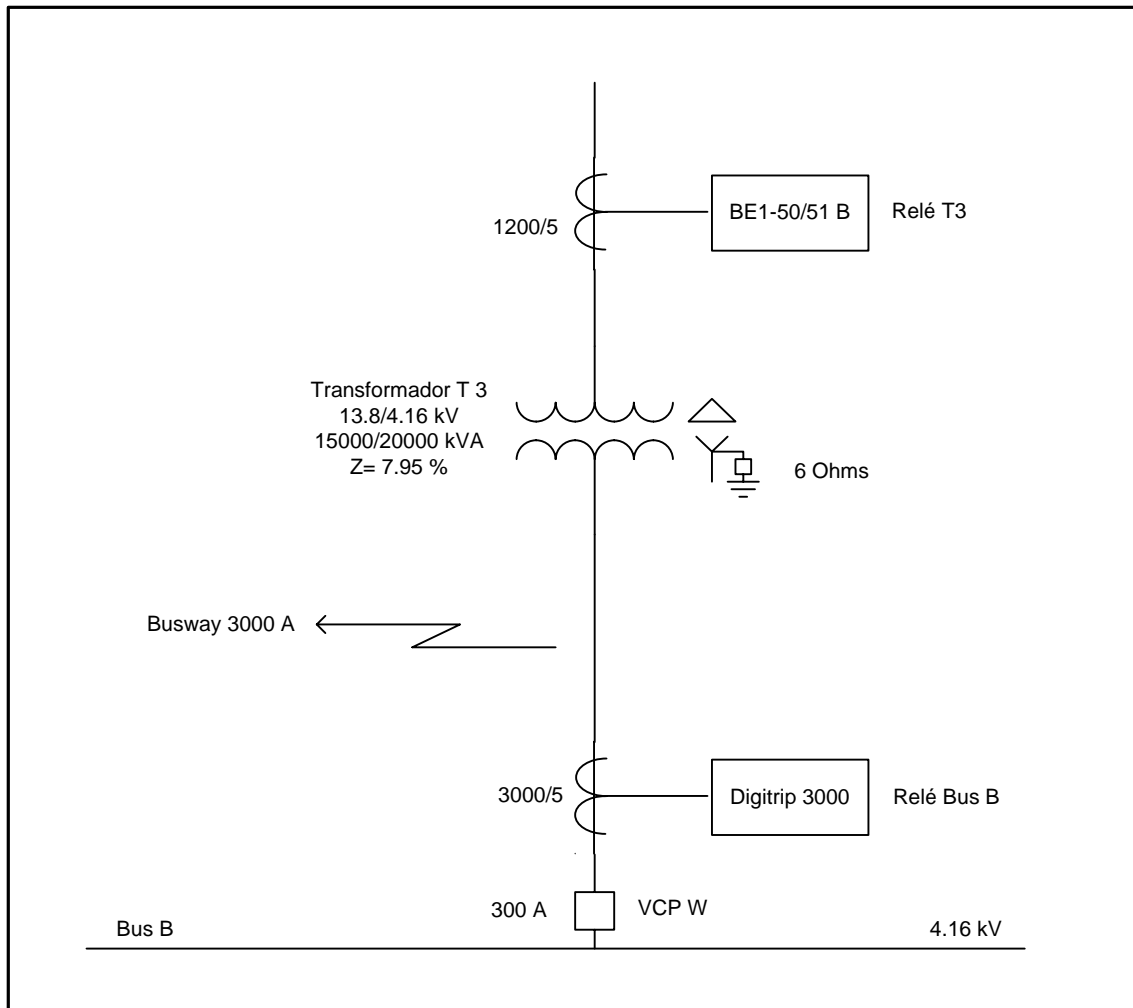


Figura 3. Elementos de la ruta de coordinación del transformador T 3

En general, puede mencionarse:

- Existe selectividad entre los elementos de protección por lo que si existe coordinación entre ellos y se tiene un margen de coordinación de 0.2 segundos entre dispositivos.
- Los ajustes aquí planteados son aplicables completamente a los dispositivos de protección instalados.

Asimismo, en el Anexo B se muestran las tablas con los ajustes para los dispositivos de protección involucrados.

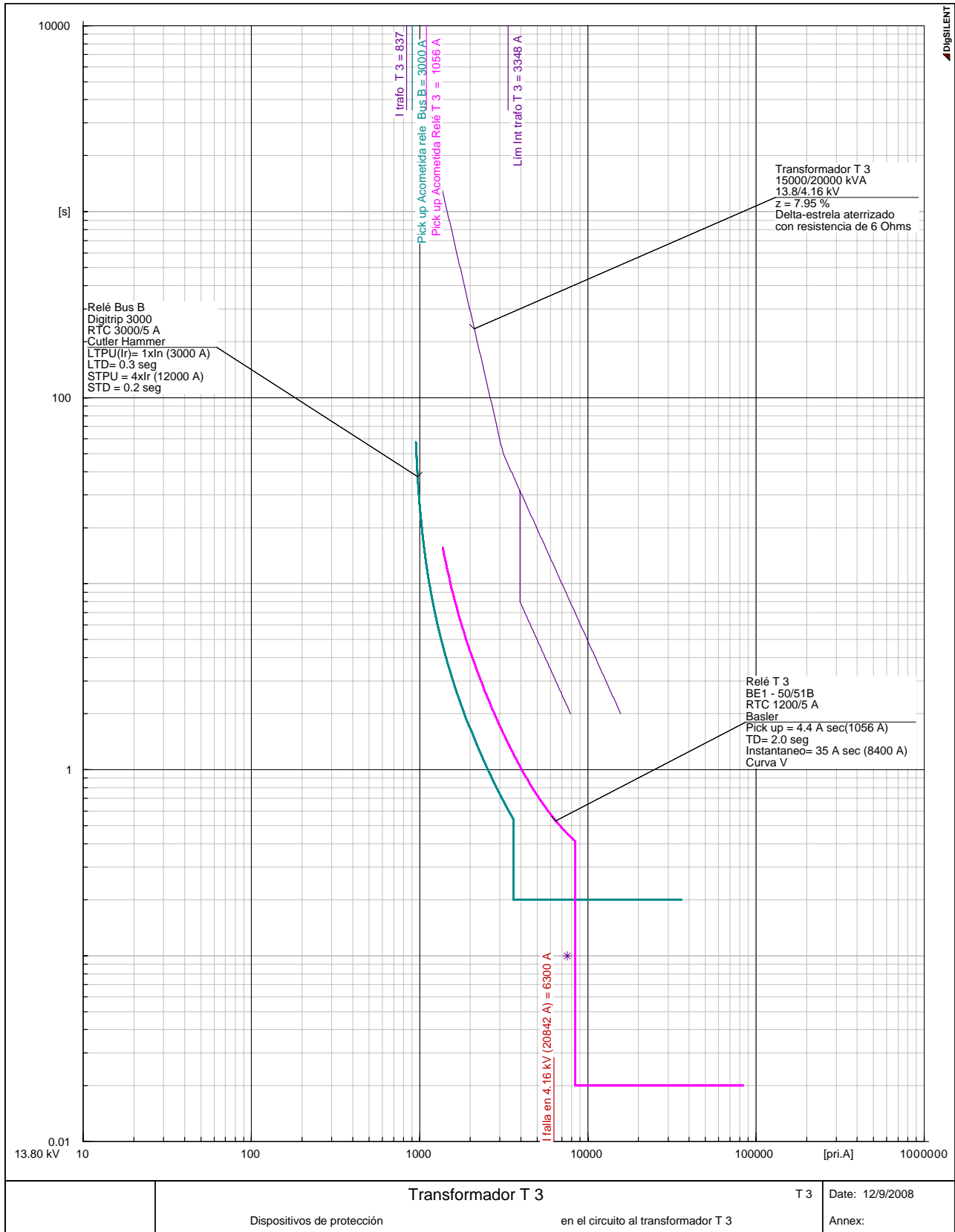


Figura 4 Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase transformador T 3

4.4.1.3. Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del transformador T 1

En esta ruta se consideran los siguientes equipos a proteger:

Tabla 4.9 Valores de los equipos a proteger

Datos generales	Corriente nominal	Corriente de arranque o inrush
Transformador T 1 13.8/230 kV 120/160/200 MVA z = 12.22 % Conexión Estrella aterrizada-Delta	I _{prim} = 301 A I _{sec} = 5,026 A	I _{inrush} = 3,612 A durante 0.1seg

Los elementos involucrados en esta ruta de coordinación, se muestran en la figura 5 de la página siguiente y los criterios para recomendar los ajustes fueron:

En el devanado primario del transformador T 1 se tiene un relevador modelo BE1-50/51B de Basler, identificado como **Relé T 1** cuyos ajustes se muestran en la tabla 4.10:

Tabla 4.10 Ajuste del **Relé T 1**

Relé T 1		
BE1- 50/51B		
13.8 kV		
Elementos de Fase	Ajuste	Observaciones
TC	1,200/5	• La corriente máxima que circulará a través de él, corresponde a la nominal del transformador T 1 en su máximo paso de enfriamiento, es decir, 301 A, por lo que los TC's empleados se consideran adecuados.
51 P	Pick up = 648 A TD = 2.5 seg	• El elemento de sobrecorriente se propone ajustarlo en 648 A, dicho valor se encuentra dentro de lo recomendado por la NOM [24] que en su tabla 450-3(a)(1) establece que la protección del devanado primario no debe exceder de 4 veces la corriente nominal, que en este caso es de 1,204 A. • El retardo de tiempo se propone en 2.5 segundos empleando una curva característica muy inversa basada en ANSI.
50 P	Instantáneo = 4,800 A	• El elemento instantáneo se propone ajustarlo en 4,800 A, este valor resulta adecuado pues libera en forma instantánea las fallas que se pudieran presentar yen 230 kV y permite sin problemas la energización del transformador T 1.

Sólo para fines de comparación se muestra el relevador que protege al transformador T 3 en 13.8 kV identificado como **Relé T 3**. Los ajustes de esta protección fueron detalladas en la sección 4.4.2 de este capítulo.

En general, puede mencionarse:

- Existe selectividad entre los elementos de protección por lo que si existe coordinación entre ellos.
- Los ajustes aquí planteados son aplicables completamente a los dispositivos de protección instalados.

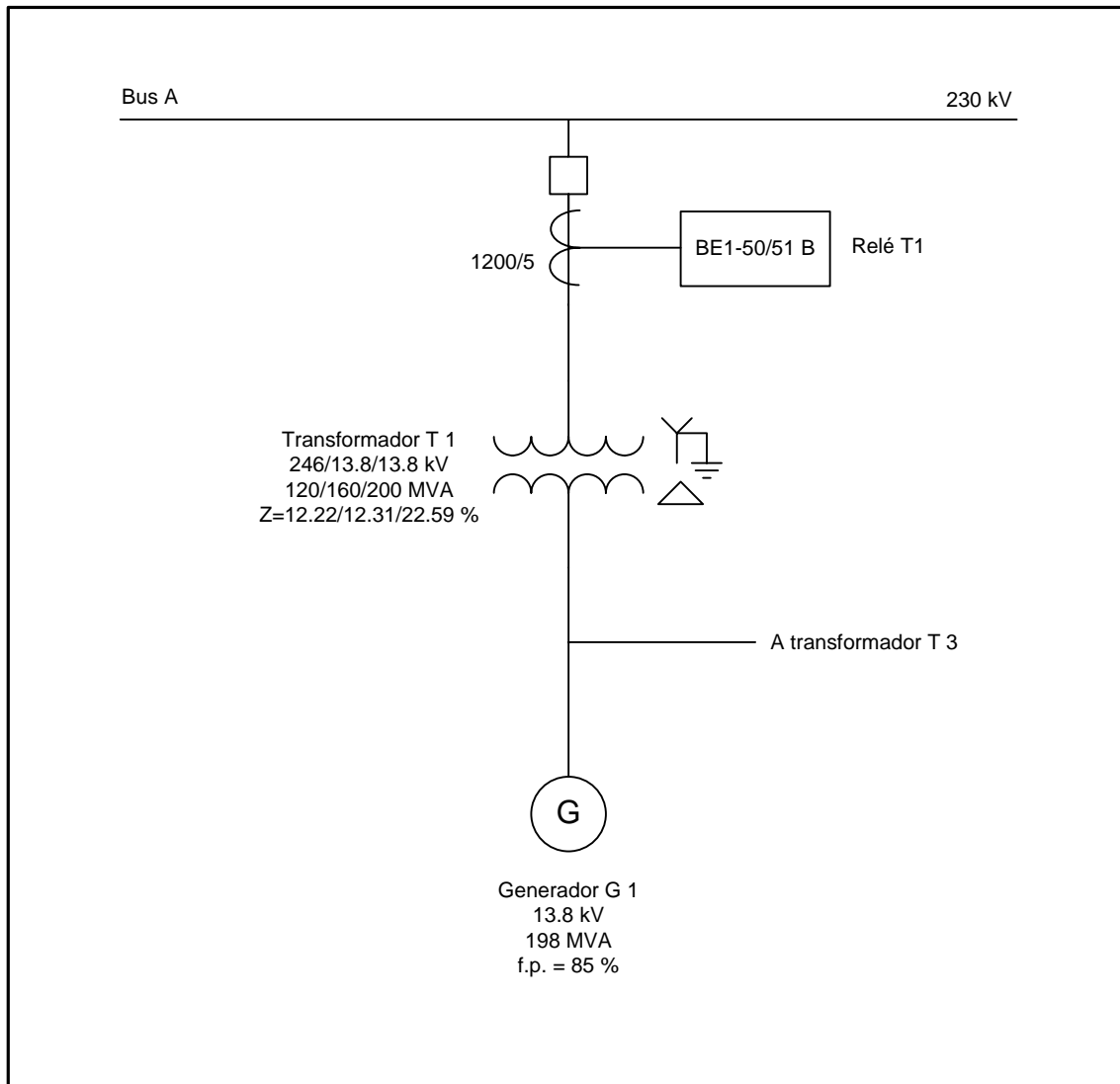


Figura 5. Elementos de la ruta de coordinación del transformador T 1

De la gráfica tiempo-corriente de la siguiente página se observa que:

- Los ajustes recomendados para los relevadores muestran una operación selectiva ante la presencia de fallas.
- Se obtiene coordinación entre los relevadores descritos en esta sección.

Asimismo, en el Anexo B se muestran las tablas con los ajustes para los dispositivos de protección involucrados.

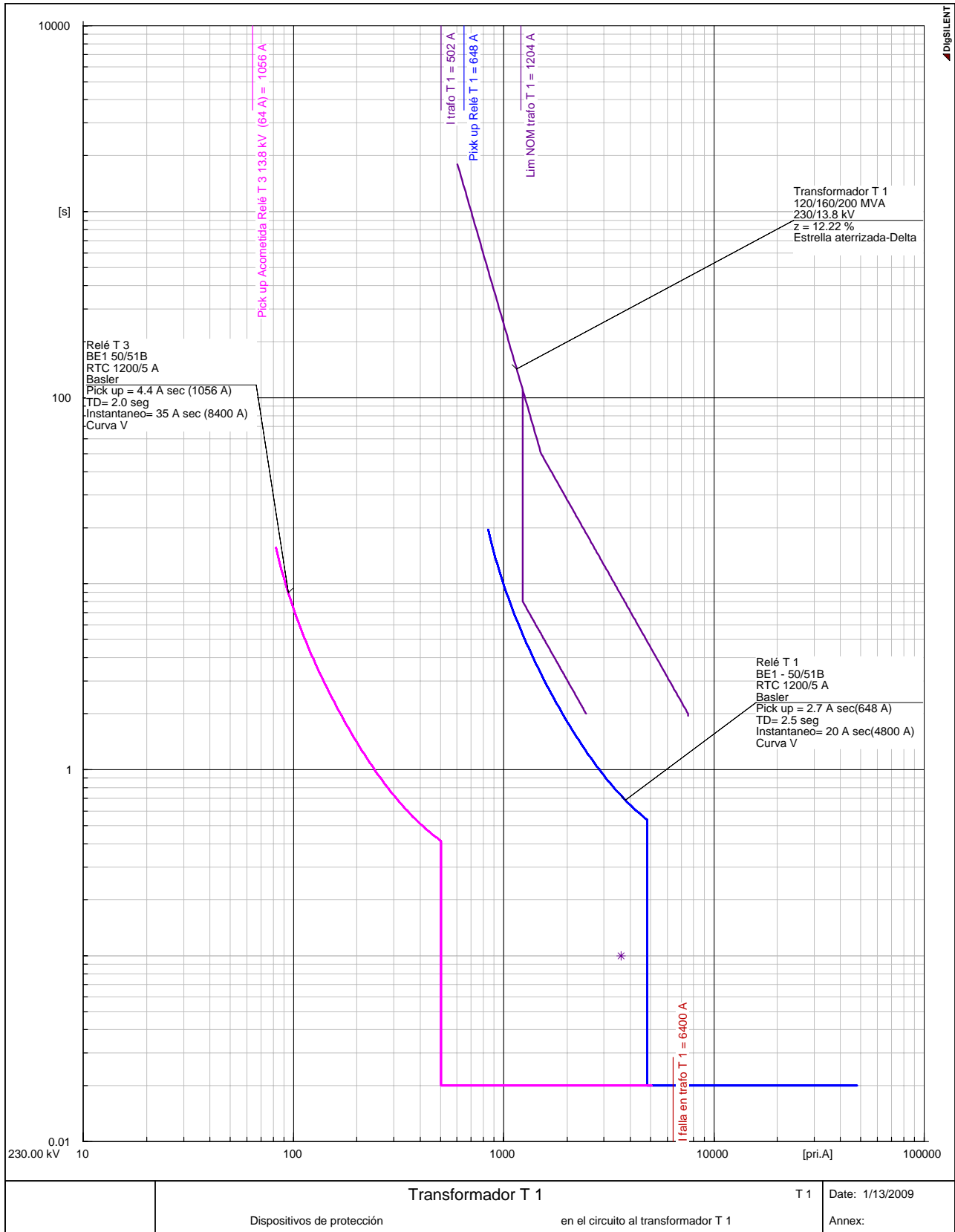


Figura 6 Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del transformador T 1

4.4.2. Ajustes de los Relevadores de Protección a Tierra

El sistema eléctrico de la planta cuenta con diferentes niveles de tensión y en cada uno de ellos el aterrizamiento del neutro de los transformadores es diferente, lo que tiene un impacto en la corriente de falla a tierra y por lo tanto, en los ajustes de los dispositivos de protección ante fallas a tierra.

En el nivel de tensión de 480 V, se tiene el neutro de los transformadores aterrizados a través de una resistencia de 331.5 Ohms que reduce la corriente de falla a un valor muy pequeño de menos de 1 A.

Este esquema permite mantener el sistema de 480 V en operación aún a pesar de que se presente una falla a tierra, esto implica que:

- No se tendrá la operación de ningún dispositivo de protección ante fallas a tierra para mantener el sistema en operación y no “perder producción”.
- Debido a la baja magnitud de la corriente de falla a tierra, los dispositivos de protección “no serán capaces” de identificar su presencia.

En el nivel de tensión de 4.16 kV se tiene en el neutro del transformador identificado como T 3 aterrizado a través de una resistencia de 6 Ohms que limita la corriente de falla a tierra a un valor de 400 A.

Esta es una consideración muy importante pues, define el esquema de protección en este nivel de tensión principalmente debido a que:

- Las fallas a tierra deben ser censadas y liberadas por los dispositivos de protección de todos y cada uno de los circuitos de este nivel de tensión.
- Establece el nivel “mínimo” de sensibilidad que se debe buscar en los dispositivos de protección (relevadores principalmente).
- En el caso de los fusibles de corriente nominal igual o mayor a los 400 A no serán capaces de detectar las corrientes de falla a tierra y entonces, los contactores de los circuitos de los motores de 4.16 kV deberán actuar para liberar las fallas y debe verificarse que no sean sometidos a esfuerzos mayores a los de diseño para la operación sin fusible.

En el nivel de tensión de 13.8 kV los devanados de los transformadores se encuentran conectados en delta por lo que no se tendrá una contribución proveniente de la red de 230 kV, sin embargo, los generadores se tienen conectados en este nivel de tensión pueden contribuir en caso de presentarse fallas a tierra cuyo valor de la corriente es bastante bajo, por lo que no se evalúa la respuesta ante este tipo de fallas en este nivel de tensión. Estos mismo ocurre en el nivel de tensión de 16 kV.

Finalmente, en el nivel de tensión de 230 kV, debido a que es el enlace con la CFE, se tiene una contribución de falla a tierra de magnitud considerable, conforme a la información proporcionada [25], en este caso las fallas a tierra deberán ser liberadas por el relevador de protección ante fallas entre fases, como por el relevador de fallas a tierra que se tiene. Tomando en cuenta, lo antes mencionado, en las siguientes secciones se detallan los valores de ajuste de las protecciones de falla a tierra en los dispositivos de protección de 4.16 y 230 kV.

4.4.2.1. Ruta de coordinación de tierra del transformador T 3

El transformador cuenta con una protección ante fallas a tierra mediante:

- Solo para fines de comparación, se muestra el relevador que se tiene en la acometida del tablero SWGR A que es un relevador Digitrip 3000 identificado como **Relé Bus B_T** el cual, recibe señal de un juego de TC's en esquema residual con relación de 3000/5.
- Los ajustes propuestos se muestran en la tabla 4.11:

Tabla 4.11 Ajuste del **Relé Bus B_T**

Relé Bus B_T		
Digitrip 3000		
4.16 kV		
Elementos de Tierra	Ajuste	Observaciones
TC	3,000/5	• Debido a que este relevador puede ver desbalances, se propone ajustarlo en un valor mayor al 10% del desbalance que el transformador T 3 podría presentar.
G	LTPU = 300 A LTD = 0.4 seg	• La corriente nominal del trafo es de 2776 A, por lo que el desbalance considerado fue de 277 A y el ajuste propuesto es de 300 A, que resulta menor a la corriente de falla a tierra esperada. • Se propone un retardo de tiempo de 0.4 segundos para actuar en forma coordinada con el relevador localizado "aguas abajo"

- En el neutro del transformador T 3, en el nivel de tensión de 4.16 kV se tiene instalado un relevador modelo BE1-51B de Basler identificado como **Relé T 3_T**, que protege el devanado secundario del transformador ante fallas a tierra, dicho relevador recibe señal a través de un TC instalado en el neutro con relación de 600/5.
- Los ajustes propuestos se muestran en la tabla 4.12:

Tabla 4.12 Ajuste del **Relé T 3_T**

Relé Bus T 3_T		
BE1-51B		
4.16 kV		
Elementos de Tierra	Ajuste	Observaciones
TC	600/5	• Debido a que este relevador puede ver desbalances, se propone ajustarlo en un valor mayor al 10% del desbalance que el transformador T 3 podría presentar.
G	LTPU = 300 A LTD = 0.8 seg	• La corriente nominal del trafo es de 2776 A, por lo que el desbalance considerado fue de 277 A y el ajuste propuesto es de 300 A, que resulta menor a la corriente de falla a tierra esperada. • Se propone un retardo de tiempo de 0.8 segundos para actuar en forma coordinada con el relevador localizado "aguas abajo"

Asimismo, en el Anexo B se muestran las tablas con los ajustes para los dispositivos de protección involucrados.

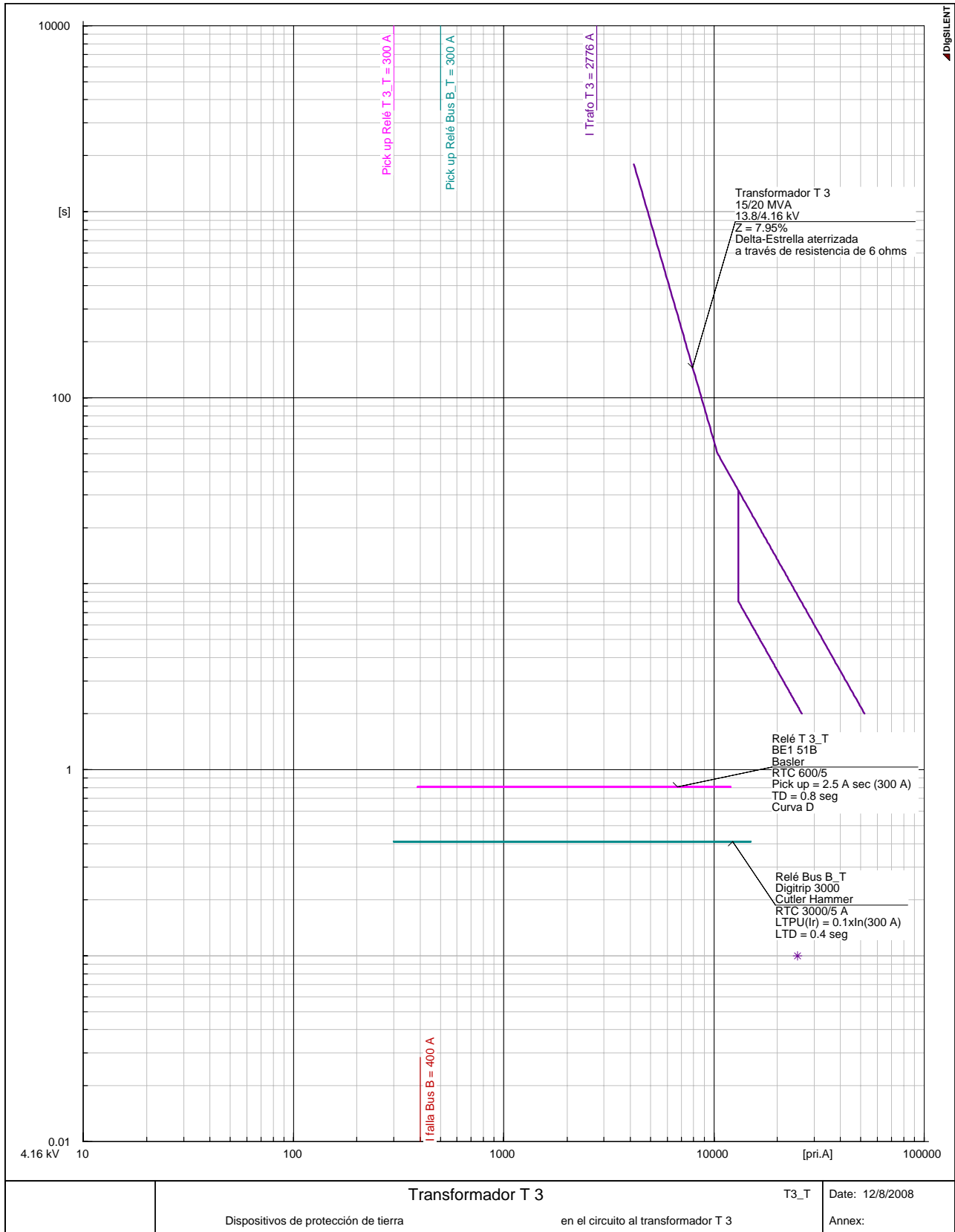


Figura 7 Ruta de coordinación de tierra del T 3

4.4.2.2. Ruta de coordinación de tierra del transformador T 1

El transformador cuenta con una protección ante fallas a tierra mediante:

- Un relevador modelo BE1 50/51B de Basler identificado como **Relé T 1_T** que protege al transformador ante fallas a tierra, dicho relevador recibe señal a través de un TC de relación 1200/5.
- Los ajustes propuestos se muestran en la tabla 4.13:

Tabla 4.13 Ajuste del **Relé T 1_T**

Relé Bus T 1_T		
BE1-51B		
230 kV		
Elementos de Tierra	Ajuste	Observaciones
TC	1,200/5	<ul style="list-style-type: none"> • Debido a que este relevador puede ver desbalances, se propone ajustarlo en un valor mayor al 20% del desbalance que el transformador T 1 podría presentar.
G	Pick up = 120 A TD = 4 seg	<ul style="list-style-type: none"> • La corriente nominal del trafo es de 301 A, por lo que el desbalance considerado fue de 60.2 A y el ajuste propuesto es de 120 A, que resulta menor a la corriente de falla a tierra esperada. • Se propone un retardo de tiempo de 4 segundos para actuar en forma coordinada con el relevador localizado "aguas abajo" empleando una curva característica corta basada en ANSI.

Sólo para fines de comparación se muestra el relevador que protege al transformador T 3 en 13.8 kV identificado como **Relé T 3_T**. Los ajustes de esta protección fueron detallados en la sección 4.4.4.

En general, puede mencionarse:

- Existe selectividad entre los elementos de protección por lo que si existe coordinación entre ellos.
- Los ajustes aquí planteados son aplicables completamente a los dispositivos de protección instalados.

De la gráfica tiempo-corriente de la siguiente página se observa que:

- Los ajustes recomendados para los relevadores muestran una operación selectiva ante la presencia de fallas.
- Se obtiene coordinación entre los relevadores descritos en esta sección.

Asimismo, en el Anexo B se muestran las tablas con los ajustes para los dispositivos de protección involucrados.

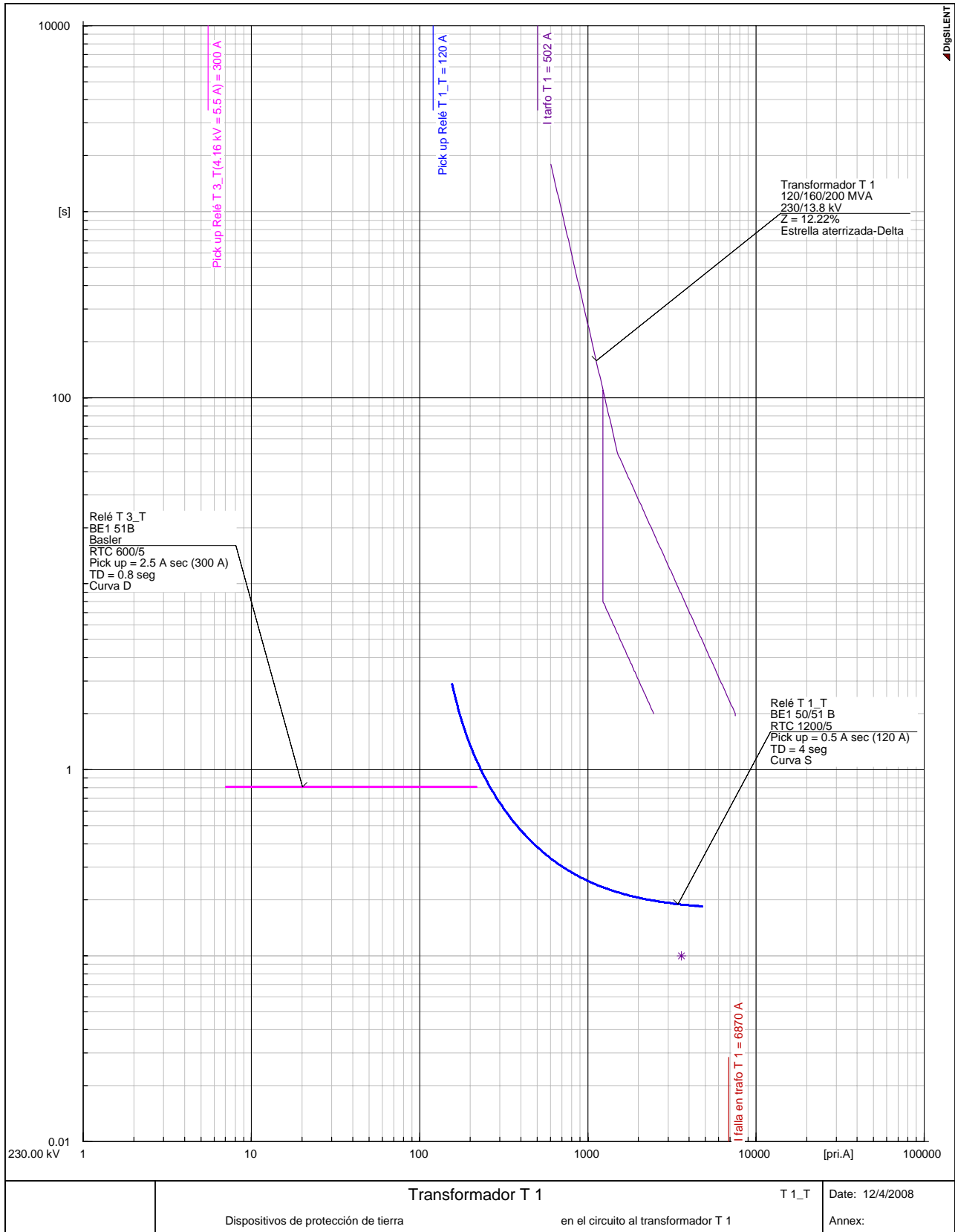


Figura 8 Ruta de coordinación de tierra del transformador T 1

4.5. Conclusiones y recomendaciones

El objetivo de este estudio fue la obtención de los ajustes de los dispositivos de protección que están instalados para proteger el sistema eléctrico de la planta.

Para la realización de este trabajo, se consideró:

- La información correspondiente a los manuales de operación de los dispositivos de protección empleados en cada caso [18,19,20,21,22,25] así como la información proporcionada por la planta [41].
- El estudio de cortocircuito previamente realizado [16].

- De los resultados obtenidos de este estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente, puede decirse que los ajustes recomendados e indicados en las tablas de ajustes, cumplen con los criterios de selectividad y confiabilidad.

- Es importante indicar que los ajustes obtenidos buscan principalmente proteger a los equipos eléctricos instalados como son transformadores, motores y cables ante condiciones anormales de operación como pueden ser sobrecargas y fallas.

- Las tablas de resúmenes de ajustes son guías que indican únicamente las funciones de protección que se habilitan en los relevadores. La información complementaria para la puesta en servicio, se deberá realizar por el personal correspondiente.

- En el CCM se cuenta con un interruptor electromagnético que solamente tiene características LI, debido a esto cuando operan como respaldo de las protecciones de los circuitos derivados, el tiempo de respuesta es muy grande. Para mejorar esta situación, se recomienda que se reemplace la unidad de control actual (LI) por una con funciones LSI que permitirá la implementación de un ajuste de tiempo corto (S) y ayudará a reducir los tiempos de operación ante fallas en las barras y el de respaldo ante fallas en los circuitos derivados.

- Todos los ajustes aquí propuestos son aplicables a los dispositivos de protección existentes y se recomienda implementarlos en campo para reducir mejorar la respuesta de las protecciones ante posibles fallas en el sistema.

- Finalmente se recomienda:
 - Aplicar los ajustes indicados en los anexos para que el sistema este adecuadamente protegido.

5

RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO

Introducción

En este capítulo se toma como base la información del estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones. Se siguió el procedimiento de la norma del IEEE 1584-2002 [26] la cual indica que el equipo eléctrico que se evalúa en una planta industrial es el que se encuentra dentro del rango de tensión de 0.208 a 15 kV.

En este estudio el punto principal a mostrar es el **CCM** que esta en un nivel de tensión de 0.48 kV y su circuito derivado el **Bus D** en 0.22 kV, aunque la IEEE 1584-2002 [26] menciona que los transformadores menores de 125 kVA regularmente se desprecian en este caso se considero al transformador de 37.5 kVA identificado como **T 5** localizado en el CCM y baja al Bus D al nivel de tensión de 0.22 kV, debido a que los interruptores con los que cuenta el transformador T 5 tanto en el lado primario como secundario están sobredimensionados lo cual provoca que ante la ocurrencia de un cortocircuito el nivel de energía incidente sobre el personal que estuviera realizando alguna maniobra en este tablero sea muy alta, es decir la categoría de riesgo de este tablero sea de alto riesgo.

Se consideró también la etapa de mantenimiento mayor de la planta, aunque ocurre pocos días al año es cuando mayor riesgo se presenta debido a que las corrientes de cortocircuito que se pudieran originar son muy pequeñas lo cual le lleva mucho tiempo a los dispositivos de protección detectar y aislarla la falla.

Los puntos que se consideran para el estudio de riesgo por arco eléctrico son:

- Nivel de tensión en el que se encuentra el tablero de estudio.
- Corriente de cortocircuito en ese punto.
- Tiempo que le toma al dispositivo de protección liberar la falla.

5.1. Consideraciones Importantes

A continuación se describen las consideraciones tomadas para la realización del estudio de riesgo por arco eléctrico.

En todos los casos los interruptores de enlace se consideraron normalmente abiertos.

5.1.1. Dispositivos de Protección

Los dispositivos de protección empleados en el estudio de riesgo por arco eléctrico se tomaron del estudio de coordinación de protecciones [27] que corresponden en todos los casos a dispositivos de protección de sobrecorriente.

Dentro de este estudio se evalúan dos casos:

- Incluyendo la protección principal del tablero. El dispositivo de protección que opera ante la ocurrencia de un cortocircuito es el dispositivo principal del tablero en que ocurrió la falla. Con la operación de este dispositivo se reduce el tiempo de duración del arco eléctrico minimizando los daños que se pudieran presentar.
- Excluyendo la protección principal del tablero. En este caso se excluye el dispositivo de protección principal del tablero en que ocurrió la falla y el dispositivo de protección que opera ante la ocurrencia de un cortocircuito es el dispositivo localizado “aguas arriba” del tablero fallado. Con la operación de este dispositivo aumenta el tiempo de duración del arco eléctrico y de la misma manera los daños que se pudieran presentar. Este caso se evalúa para extremar precauciones, reducir riesgos y brindar mayor seguridad al personal de la planta en caso de que como se mencionó anteriormente el dispositivo de protección principal del tablero fallado no actúe en el tiempo correspondiente.

5.1.2. Tableros y CCM's

Para la evaluación del arco eléctrico en el CCM y tableros se siguió el procedimiento que indica la norma IEEE 1584-2002 [26].

- El arreglo que se utiliza para el estudio es vertical.
- La configuración del equipo es en gabinete.
- Las distancias de separación entre conductores y las distancias de trabajo son típicas conforme al nivel de tensión correspondiente a cada uno de los tableros evaluados.

5.2. Estudio de Riesgo por Arco Eléctrico

Tomando como base las características de la red eléctrica bajo estudio, se definió el escenario de operación de la planta con alimentación de la red de CFE y los tres generadores en operación como el escenario a evaluar, ya que este escenario se presenta durante todo el año excepto los días en que se da mantenimiento a la planta, de manera adicional se dan recomendaciones para cuando se trabaja con este último escenario esto es, con la contribución únicamente de la CFE.

Debido a qué el análisis se lleva a cabo considerando la corriente de cortocircuito del tablero fallado y el tiempo que le toma al dispositivo de protección liberar la falla, se toma el valor de corriente de cortocircuito menor ya que al dispositivo de protección le tomará mayor tiempo liberar la falla para este nivel de cortocircuito, con lo que se incrementa el nivel de energía incidente, provocando un mayor daño ocasionado por el arco eléctrico.

Con este resultado se obliga al personal de la planta a extremar precauciones en cuanto al equipo de protección personal que debe usar para reducir los daños que el arco eléctrico pudiera ocasionar,

En la norma de la IEEE 1584-2002 [26], se indica que el estudio de riesgo por arco eléctrico es aplicable en sistemas de 0.208 a 15 kV, con un rango de corriente de falla de 0.7 a 106 kA, asimismo es necesario realizar esta evaluación en los puntos en donde los trabajadores son expuestos al arco eléctrico, esto es principalmente en los tableros, un punto importante de estudio es el lugar en donde se tienen interruptores y fusibles ya que el arco eléctrico se puede ocasionar en el cierre o apertura de estos dispositivos. Los tableros menores a 0.208 kV generalmente son ignorados ya que en la mayoría de los casos el transformador de servicio es menor a 125 kVA.

Para el escenario en cuestión se consideró lo siguiente:

- Todos los equipos que integran el sistema eléctrico de la planta, así como la contribución de cortocircuito de la compañía suministradora [15]
- Se realizaron simulaciones para obtener los valores de falla entre tres fases conforme a la norma ANSI/IEEE Std 141-1993 [2], ya que es la metodología en la que se basan los cálculos establecidos por la norma IEEE 1584-2002 [26]
- Se realizaron simulaciones para obtener los valores de corriente de arqueo, energía incidente y el límite de protección conforme a la norma IEEE Std 1584-2002 [26]
- Se consideraron los resultados obtenidos en los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones [16,27]
- Las consideraciones que se tomaron para la evaluación de cada tablero y CCM son las siguientes, considerando el nivel de tensión en el que se encuentran [26]

Tabla 5.1 Clases de equipo y distancias típicas de trabajo

Clase de equipo	Distancias típicas de trabajo
	mm
15 kV switchgear	910
5 kV switchgear	910
Switchgear bajo voltaje	610
CCM's y panelboards en bajo voltaje	455

Tabla 5.2 Distancias típicas entre conductores

Voltaje del sistema	Tipo de equipo	Distancia típica entre conductores
kV		mm
0.208 - 1	Switchgear	32
	CCM y panel	25
> 1 - 5	Switchgear	102
> 5 - 15	Switchgear	153

5.3. Escenario No. 1. “Operación normal de la planta”

Se analizó este escenario tomando en cuenta las consideraciones previamente descritas, los resultados se presentan a continuación para cada tipo de tablero y nivel de tensión.

5.3.1. Evaluación del Riesgo por Arco Eléctrico para el Nivel de Tensión de 4.16 kV

En este nivel de tensión se analizó el Tablero denominado como Bus B considerando el interruptor de enlace en posición normalmente abierto.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico incluyendo la protección principal del Bus B:

Tabla 5.3 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el Bus B considerando la protección principal (main)

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
Bus B	Digitrip 3000	50/51	20.64	19.66	0.20	0.08	0.28	8.12	10.00	3.00

En la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el Bus B se consideró al **Relé Bus B** de Cutler Hammer modelo Digitrip 3000 respectivamente como la protección principal del tablero, el nivel de energía incidente resultante es de categoría 3 [26,28] debido al nivel de cortocircuito que se tiene en el Bus B.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico excluyendo la protección principal del Bus B:

Tabla 5.4 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el Bus B excluyendo la protección principal (main)

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
Bus B	BE1 50/51B	50/51	7.04	6.70	0.50	0.08	0.58	18.72	22.60	3.00

En la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el Bus B excluyendo el dispositivo de protección principal del tablero y considerando al **Relé T 3** de Basler modelo 50/51B respectivamente como el dispositivo de protección que liberará la falla producida en el tablero, el nivel de energía incidente resultante es de categoría 3 **[26,28]** debido al nivel de cortocircuito que se tiene en el Bus B.

Puede verse que:

- El nivel de riesgo que se tiene en este tablero es nivel 3 sin importar que protección opere de las dos consideradas.
- De acuerdo a lo anterior, es recomendable emplear un equipo de protección personal de categoría 4 para los trabajadores que vayan a realizar alguna maniobra con los interruptores (estando energizada la barra).
- Si en la misma sala eléctrica se encuentran más trabajadores sin equipo de protección de protección personal de categoría 4 que no vayan a participar en las maniobras, deberán localizarse al menos a más de 8.12 m del área de trabajo para evitar posibles riesgos (quemadura de segundo grado).

5.3.2. Evaluación del Riesgo por Arco Eléctrico para el nivel de tensión de 0.48 kV

En este nivel de tensión se analizó el CCM.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico en el CCM:

Tabla 5.5 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el CCM considerando la protección principal (main)

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
CCM	SPB 100	LI	25.84	12.20	3.03	0.00	3.03	8.78	153.20	Alto riesgo

Como se puede observar el nivel de energía incidente que se tiene en el CCM cuando se incluye la protección principal es muy alta debido a que el interruptor que se tiene en la acometida del CCM el **Int Acometida CCM** de Cutler Hammer modelo SPB 100 respectivamente no dispone de un elemento tiempo corto, lo que origina que le lleve demasiado tiempo liberar la falla y que el daño que se pudiera ocasionar si se presenta un arqueo sea de alto riesgo.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico en el CCM excluyendo la protección principal:

Tabla 5.6 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el CCM excluyendo la protección principal

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
CCM	Digitrip 3000	LSI	2.98	1.66	0.25	0.08	0.33	2.55	20.10	3.00

La categoría de riesgo que se tiene en el CCM cuando se excluye el dispositivo de protección principal es de nivel 3 **[26,28]** debido a que se tiene hasta 20.1 cal / cm² lo cual indica que para este nivel de riesgo se tiene que utilizar un equipo de protección personal (PPE) de nivel 4 esto es por que se recomienda utilizar una categoría mayor de PPE que el nivel resultante para asegurar que el personal tenga un margen de protección más amplio.

Puede verse que:

- En el caso de los CCM al considerar que la protección de respaldo liberará la corriente de arco, el nivel de riesgo se reduce a categoría 3.
- De acuerdo a lo anterior, es recomendable emplear un equipo de protección personal de categoría 4 para los trabajadores que vayan a realizar alguna maniobra con los interruptores (estando energizada la barra).
- La distancia mínima a la que una persona sin equipo de protección personal debe localizarse cuando realice alguna maniobra en el CCM es de 9.52 m del área de trabajo para evitar posibles riesgos (quemadura de segundo grado).

5.3.3. Evaluación del Riesgo por Arco Eléctrico para el nivel de tensión de 0.22 kV

En este nivel de tensión se analizaron los tableros derivados del CCM.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico incluyendo la protección principal del circuito derivado del CCM:

Tabla 5.7 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el circuito derivado del CCM considerando la protección principal (main) **[29,30]**

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
Bus D	KDL	Termomagnético	2.26	1.33	7.57	0.00	7.57	3.14	28.40	4.00

En la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el tablero derivado del CCM se consideró como dispositivo de protección principal aquel instalado en el devanado secundario del transformador T 5. El nivel de energía incidente resultante para algunos circuitos derivados es muy alto debido a que el interruptor que se tiene en el secundario del transformador está sobredimensionado lo cual origina que le lleve demasiado tiempo detectar una falla por lo que la categoría de riesgo a la cual estaría expuesto el personal de la planta en este circuito es de daño extremo [26,28].

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico excluyendo la protección principal del circuito derivado del CCM.

Tabla 5.8 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en e transformador del CCM excluyendo la protección principal (main) [29,30]

Circuito	Dispositivo de Protección	Función de Protección	Corriente de Falla	Corriente de Arqueo	Tiempo de Disparo	Apertura del interruptor	Tiempo Total	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
			kA	kA	seg	seg	seg	m	Cal/cm ²	
Bus D	HFD	Termomagnético	1.04	0.61	6.34	0.00	6.34	2.82	23.80	3.00

En la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el circuito derivado del CCM excluyendo la protección principal del transformador T 5 y considerando como dispositivo de protección principal al que se tiene en el primario este, el nivel de energía incidente resultante este circuito derivado es muy alto debido a que el interruptor que libera que se tiene en el primario de cada transformador está sobredimensionado lo cual origina que le lleve mayor tiempo detectar una falla por lo que la categoría de riesgo a la cual estaría expuesto el personal de la planta en estos circuitos es de daño extremo [26,28].

En el siguiente capítulo se da la solución para bajar el nivel de energía incidente en el Tablero Bus D y quede en una categoría de riesgo nulo.

5.4. Escenario No. 2. “Durante el período de mantenimiento de la planta”

Este caso se presenta cuando se tiene únicamente alimentación de la red de CFE dejando fuera de servicio toda la planta para darle mantenimiento, lo que ocurre por un período de pocos días al año.

Bajo este escenario el valor de falla que se tiene es menor con respecto al escenario analizado anteriormente, debido a que solamente se tiene una fuente de alimentación, por lo que este caso se vuelve crítico ya que los dispositivos de protección detectan una corriente de falla menor y les lleva más tiempo liberar la falla.

El nivel de riesgo que rige para los circuitos que se derivan del Tablero Bus B depende del valor de riesgo que se tenga en este tablero respectivamente por lo que se analizan únicamente para este escenario este tablero.

Se recomienda antes de dar mantenimiento a los equipos cambiar los ajustes del elemento instantáneo de los dispositivos de protección que se tienen en el lado primario de los transformadores auxiliares para que cualquier falla que se pudiera originar en los tableros derivados del Bus B pueda ser liberada de manera instantánea por el relé identificado como **Relé T 3** con esto se logra reducir el riesgo por el arco eléctrico en este punto a categoría 2 [26,28].

La siguiente tabla muestra los ajustes propuestos para el relé Basler modelo BE1-50/51 B que se tienen en el primario del transformador T 3 para cuando la planta esté en mantenimiento:

Tabla 5.9 Ajustes propuestos para relevadores Basler del primario de los transformadores auxiliares para la etapa de mantenimiento

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Sobrecorriente con retardo de tiempo		Sobrecorriente instantáneo
				Pick up A sec	TD segundos	Pick up A sec
Relé T 3	BE1-50/51B Basler	1200/5	ANSI Muy Inversa (V)	4.4	2	20.0

Si llegara a ocurrir una falla en algún circuito derivado del Bus B por ejemplo, no importa que el **relé T 3** opere antes que cualquier otra protección que se tenga “aguas abajo”. Como se mencionó anteriormente utilizando estos ajustes el nivel de riesgo en el Tablero Bus B se reduce a categoría 2 [26,28].

6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al término de este trabajo se llegó a las siguientes conclusiones:

- Los resultados mostrados en este trabajo, se consideran adecuados bajo las consideraciones tomadas para su realización, que básicamente son:
 - Operación de la planta con alimentación de la red de CFE y el generador G 1 en operación ya que este escenario se presenta casi todo el año
 - Los dispositivos protección empleados en este estudio son únicamente de sobrecorriente
 - La evaluación se hizo considerando la protección principal (main) de cada tablero, así como la protección que se tiene localizada “aguas arriba” del tablero en cuestión
 - En todo el estudio se siguió el procedimiento que indica la norma del IEEE para el cálculo de los riesgos por Arco Eléctrico IEEE 1584-2002 [26]
- Se determinó que:
 - Los tableros Sus B y CCM tienen un nivel de riesgo de categoría 3 y los valores de límite de protección, energía incidente y tipo de equipo de protección personal, se muestran a continuación:

Tabla 6.1 Tableros principales con categoría de riesgo 3

Tablero	Voltaje nominal	Límite de protección	Energía Incidente	Categoría PPE
	kV	m	Cal/cm ²	
Bus B	4.16	18.72	22.60	4.00
CCM	0.48	2.55	20.10	4.00

- En algunos de los casos, el nivel más bajo de energía incidente fue obtenido empleando la protección principal, sin embargo, en otros casos, se obtuvo con la protección de respaldo.
 - Debe resaltarse que siempre es recomendable que la protección principal (main) opere ya que si bien el nivel de riesgo es el mismo, la cantidad de energía incidente liberada es menor.
 - Para el tablero del CCM se recomienda modificar la unidad de disparo del interruptor para contar con el elemento de tiempo corto del interruptor SPB 100 de Cutler Hammer que se tiene en este circuito, ya que actualmente, no se tiene dicho elemento. De esta forma los niveles de riesgo se reducen significativamente a categoría 3.

- El tablero Bus D de 220 V tiene un nivel de riesgo 3, lo que no es adecuado. Para solucionar el alto nivel de este tablero se propone:
 - Implementar un nuevo dispositivo en el primario del transformador T 5 el cual es un fusible Ferraz Shawmut modelo TRS clase (RK 5 TD) de 50 A nominales [43]. Los ajustes propuestos se muestran en la tabla 6.3:

Tabla 6.2 Ajuste propuesto del **Fusible T 5**

Protección	Observaciones
Fusible propuesto Fusible T 5 TRS (RK 5 TD) 50 A	<ul style="list-style-type: none"> • El fusible propuesto protege al transformador T 5 y es de 50 A nominales, cumple con lo establecido en la tabla No. 450-3(a) (1) de la NOM [24] que indica que la capacidad nominal de un fusible con retardo de tiempo no debe ser mayor a 1.25 veces la corriente nominal del transformador, en este caso 56.44 A, por lo que se considera adecuado.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del estudio del riesgo por arco eléctrico considerando al fusible propuesto en el primario de transformador T 5:

Tabla 6.3 Resultados de la evaluación del riesgo por arco eléctrico en el Bus D siendo la protección principal el fusible propuesto **Fusible T 5**

Circuito	Datos del Fusible Propuesto						Categoría PPE
	Modelo	Clase	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Corriente de Aguante	Energía Incidente	
			kV	A	kA	Cal/cm ²	
T 5	TRS	RK 5 TD	0.60	50.00	200.00	0.37	0.00

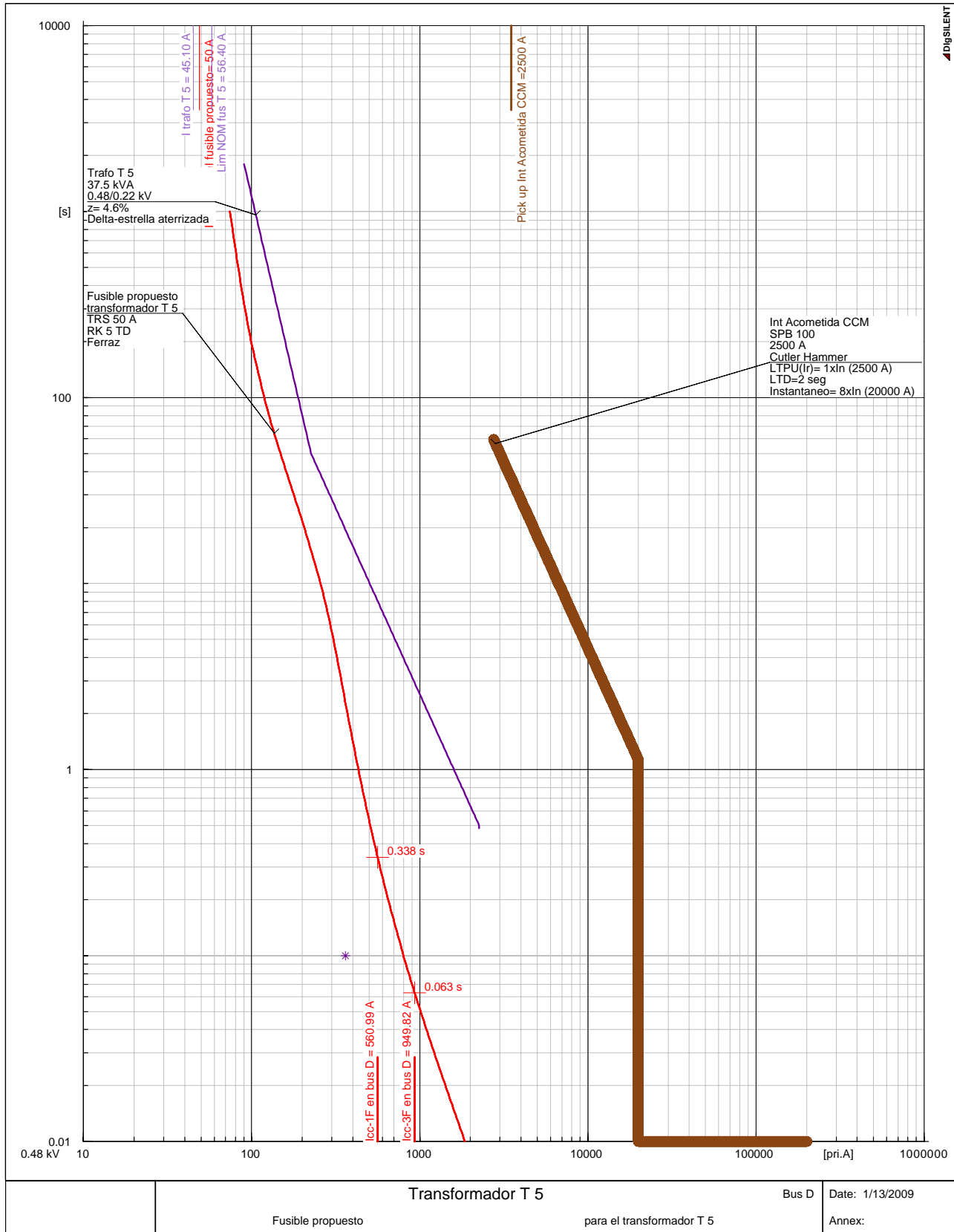


Figura 9 Ruta de coordinación de sobrecorriente de fase del transformador T 5

El nivel de energía incidente es mínimo debido a que se emplea un fusible que actúa de forma instantánea y por su propia característica reduce la energía en forma significativa tanto en su propio nivel de tensión como “aguas abajo”. Por lo que el nivel de riesgo en este tablero es nulo.

- Cuando se presenta la etapa de mantenimiento “mayor” y se tiene únicamente alimentación de la CFE, mientras que el generador está fuera de servicio, el nivel de riesgo se incrementa ya que las protecciones “ven” una corriente menor, lo que ocasionaría que su operación fuese más lenta y el valor de energía incidente se incremente.

Para evitar esta situación, se propone lo siguiente:

- Antes de comenzar los trabajos de mantenimiento modificar el ajuste del elemento instantáneo del siguiente dispositivo de protección:

Tabla 6.4 Ajustes propuestos para el relevador Basler del transformador T 3

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Sobrecorriente con retardo de tiempo		Sobrecorriente instantáneo
		A		Pick up A sec	TD segundos	Pick up A sec
Relé T 3	BE1-50/51B Basler	1200/5	ANSI Muy Inversa (V)	4.4	2	20.0

De esta forma, el nivel de riesgo se mantiene en la misma categoría que durante la operación “normal”. Si bien, se pierde la operación coordinada de las protecciones sólo durante la etapa de mantenimiento, el beneficio es mayor.

Al término del período de mantenimiento el ajuste del elemento instantáneo del dispositivo previamente indicado se regresa a su valor de ajuste para la “operación normal” de la planta.

- El equipo de protección personal definido por [32] y que se ha recomendado en el análisis realizado se enlista en la tabla siguiente:

Tabla 6.5 Clasificación de la categoría de riesgo por arco eléctrico [32]

Categoría	Nivel de energía incidente	Equipo de protección personal (PPE)
0	N / A	Ropa de materiales no derretibles, materiales no flamables (no elaborados de algodón, lana, rayón, etc)
1	5 cal / cm ²	Camisa y pantalón de material retardante a la flama
2	8 cal / cm ²	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón de material retardante a la flama
3	25 cal / cm ²	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón de material retardante a la flama más overol de material retardante a la flama.
4	40 cal / cm ²	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón de material retardante a la flama más doble capa de camisa y pantalón

- Se recomienda colocar las etiquetas que acompañan este trabajo en todos cada uno de los tableros, en un lugar visible a todo el personal.
 - Estas etiquetas deben colocarse SOLAMENTE después de haber aplicado los ajustes propuestos para los dispositivos de protección conforme al estudio correspondiente [27] y realizando los cambios recomendados en el interruptor del transformador T 3 del tablero de 220 V, de otra forma no son válidos.

En cualquiera de los casos anteriores las recomendaciones son:

- Tener seguridad eléctrica, en cuanto al conocimiento de los peligros de trabajar con energía eléctrica y la toma de precauciones para que el arco eléctrico no cause lesiones o muerte.
- Siempre se debe trabajar con equipo desenergizado, ya que el arco eléctrico puede ser provocado por equipo en mal estado, como podría ser después de haber trabajado con algún equipo y volverlo a energizar y se produzca el arco en el momento en que se cierre el interruptor.
- El personal utilice el Equipo de Protección Personal (PPE) adecuado dependiendo de la categoría de riesgo en la cual está clasificado el equipo en el que está trabajando, se recomienda utilizar un Equipo de Protección Personal (PPE) de un nivel mayor de la categoría de riesgo clasificada para tener un mayor de protección, cabe mencionar que este equipo (PPE) debe cubrir todo el cuerpo excepto manos y pies permitiendo al personal desplazarse ágil y libremente ya que por ningún motivo debe ser causa de obstrucción si se presentara un arco eléctrico.
-

REFERENCIAS

- [1]. ANSI/IEEE Standard C37.10 "IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis", 1999
- [2]. IEEE, Red Book. Recommended Practices for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1993
- [3]. ANSI / IEEE Std C.37.5, "IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis", 1979
- [4]. Weg, Catálogo de Motores Eléctricos Industriales, 2007
- [5]. Siemens, Fichas Técnicas de las Unidades de Generación de la planta industrial, Abril 2008
- [6]. IEC 60909, Short-Circuit Currents in Three-Phase a.c. Systems, 2001
- [7]. ANSI / IEEE Std C.37.13, "IEEE Standard for Low Voltage Circuit Breakers Used in Enclosures", 1981
- [8]. Cutler Hammer Catálogo de Power Circuit Breakers
- [9]. Cutler-Hammer, Catálogo Drawout Bypass Isolation Transfer Switches 800-4000 Amperes, Febrero 1996
- [10]. Siemens, Catálogo de Tableros, Centro de Control de Motores (CCM) y Subestaciones.
- [11]. EATON, Catálogo de Power Circuit Breakers, Contactors and Fuses, Febrero 2007
- [12]. Bussmann, Catálogo Fusetron Dual-Element Time-Delay Fuses
- [13]. Schneider, Square D, Obsolescent and Obsolete Circuit Breakers, Section 11, 2007
- [14]. Schneider, Square D, Thermal Magnetic/Magnetic Only Molded Case Circuit Breakers, Catalog 2004
- [15]. CFE, Oficio Proporcionando los Datos de la Contribución de Cortocircuito en la Acometida de AES Mérida III, Marzo 2008
- [16]. Estudio de Cortocircuito de AES Mérida III, Marzo 2008
- [17]. ANSI/ IEEE, IEEE Guide for Transformer Through Fault Current Duration C.57.109-01985

-
- [18]. Cutler-Hammer, Westinghouse AB de ION Circuits Breakers, Mayo 1998
- [19]. Bussmann, Fusetron Dual-Element Time-Delay Fuses.
- [20]. Cutler-Hammer, Drawout Bypass Isolation Transfer Switches 800-4000 Amperes, Febrero 1996
- [21]. Cutler Hammer, Circuit Breakers and Trip Units, Low Voltage, Enero 2005
- [22]. Basler, Instruction Manual for Overcurrent Relay BE1-50/51B, Marzo 2008
- [23]. IEEE, Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial Plants and Commercial Power Systems ANSI/IEEE 242 – 2001
- [24]. Sener, NOM-1-SEDE-2005
- [25]. Cutler Hammer, Instructions for 36" Wide Vacuum-Break Starters Rated 360 Amperes, 7,200 Volts, Roll Out type, I.B.48002
- [26]. IEEE, Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations IEEE Std 1584-2002, 2002.
- [27]. Estudio de cp de AES Mérida III, Marzo 2008
- [28]. ESA. Practical Solution Guide to Arc Flash Hazards, 2003.
- [29]. Schneider, Square D, Obsolescent and Obsolete Circuit Breakers, Section 11, 2007
- [30]. Schneider, Square D, Thermal Magnetic/Magnetic Only Molded Case Circuit Breakers, Catalog 2004
- [31]. Cutler-Hammer, Circuit Breaker, F-Frame, Marzo 2007
- [32]. NFPA, Standard for electrical safety in the workplace, 2004
- [33]. Stevenson, William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. 1988.
- [34]. IEEE, Std 399-1997, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.
- [35]. DIgSILENT, Manual del Programa DIgSILENT PowerFactory, 2002
- [36]. IEC 60044-6, Requirements for protective current transformers for transient performance, 1992.
- [37] IEC 60044-1, Instrument Transformers, 2003
- [38] Blackburn, Protective Relaying, 1997

-
- [39]. IEEE, Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers C.37.91-2000
 - [40]. Levantamiento de datos, 2008
 - [41]. Información proporcionada por la planta, 2008
 - [42]. Diagramas unifilares de la planta, 2008
 - [43]. Ferraz Shawmut, General Purpose US Fuses.

Anexo A

Datos de los Equipos

Anexo A.1 Datos de la contribución de la compañía suministradora [15]

Nombre	Voltaje Nominal	Entre tres fases		De una fase a tierra	
		Potencia	Relación	Potencia	Relación
	kV	MVA	X/R	MVA	X/R
Equivalente CFE	230.00	2565.00	11.87	2628.10	8.95

Anexo A.2 Datos de transformadores de dos devanados

Nombre	Potencia Nominal	Voltaje		Impedancia	Relación X/R	Grupo Vectorial
		Primario	Secundario			
	MVA	kV	kV	%		
T 2	1.350	13.800	0.400	6.160	8.000	Yd1
T 3	15.000	13.800	4.160	7.950	18.000	Dyn11
T 4	1.500	4.160	0.480	6.070	8.000	Dyn11
T 5	0.038	0.480	0.220	4.600	4.000	Dyn11

Anexo A.2.1 Datos de transformadores de tres devanados

Nombre	Potencia Nominal	Voltaje			Impedancia %			Relación X/R		Grupo Vectorial
		Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	
	MVA	kV	kV	kV						
T 1	300/156/144	230	16.00	13.80	17.18	43.11	19.55	47.00	40.00	Yn0D1D1

Anexo A.3 Datos de cables

Nombre	Voltaje Nominal	Calibre	Conductores en paralelo	Longitud	R1	X1	R0	X0
	kV			km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
C 1	5.0000	Busway 3000 A	1	0.1000	0.0015	0.0012	0.0017	0.0006
C 2	4.1600	350	1	0.1720	0.0226	0.0285	0.0904	0.1142
C 3	0.6000	350	1	0.1540	0.0191	0.0154	0.0383	0.0308

Anexo A.4 Datos del motor

Nombre	Terminal	Potencia	Tensión Nominal	Eficiencia	f.p.	xd"	Relación X/R
		hP	kV	%		p.u.	
M1	Bus CCM	200.00	0.46	96.20	0.95	0.16	11.000

Anexo A.5 Datos del generador

Nombre	Voltaje Nominal	Potencia Nominal	f.p.	Conexión	x _d "	x ₀	x ₂	Relación X/R
	kV	MVA			p.u.	p.u.	p.u.	
G1	13.80	198.00	0.85	YN	0.21	0.10	0.21	147.00

Anexo B

Ajustes recomendados para las protecciones

Tabla B.1 Ajustes recomendados para los Interruptores SPB 100

Circuito	Modelo	Capacidad nominal	Elemento de tiempo largo			Elemento de tiempo corto			Instantáneo	
			Pick up		Retardo de tiempo	Pick up		Retardo de tiempo	Pick up	
			A	p.u.		A	p.u.		A	segundos
Int Acometida CCM	SPB 100	2500.0	1.0	2500.0	2.0	No tiene			8.0	20000.0

Tabla B.2 Ajustes recomendados para los relevadores de fase Digitrip 3000

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Elemento de tiempo largo			Elemento de tiempo corto			Instantáneo	
				Pick up		Retardo de tiempo	Pick up		Retardo de tiempo	Pick up	
				A	p.u.		A	segundos		p.u.	A
Relé Bus B	Digitrip 3000	3000/5	ANSI Muy Inversa	1.00	3000.00	0.30	4.00	12000.00	0.20	Deshabilitado	
Relé T 4	Digitrip 3000	300/5	ANSI Muy Inversa	1.00	300.00	3.00	4.00	1200.00	0.25	15.00	4500.00

Tabla B.3 Ajustes recomendados para los relevadores de fase Basler

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Sobrecorriente con retardo de tiempo		Sobrecorriente instantáneo	
				Pick up		Pick up	
				A sec	TD segundos	A sec	A sec
Relé T 3	BE1-50/51B Basler	1200/5	ANSI Muy Inversa (V)	4.4	2.0	35.0	
Relé T 1	BE1-50/51B Basler	1200/5	ANSI Muy Inversa (V)	2.7	2.5	20.0	

Tabla B.4 Ajustes recomendados para los relevadores de tierra Digitrip 3000

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Elemento de tiempo largo			Elemento de tiempo corto			Instantáneo	
				Pick up		Retardo de tiempo	Pick up		Retardo de tiempo	Pick up	
				A	p.u.		A	segundos		p.u.	A
Relé Bus B_T	Digitrip 3000	3000/5	Flat	0.500	300.000	0.400	Deshabilitado			Deshabilitado	

Tabla B.5 Ajustes recomendados para los relevadores de tierra Basler

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Sobrecorriente con retardo de tiempo		Sobrecorriente instantáneo	
				Pick up		Pick up	
				A sec	TD segundos	A sec	A sec
Relé T 3_T	BE1 51 B	600/5	Tiempo Definido (D)	2.50	0.80	Deshabilitado	
Relé T 1_T	BE1 51 B	1200/5	Corta Inversa (S)	0.50	4.00	Deshabilitado	

Tabla B.6 Ajustes recomendados para los relevadores de fase Basler, para la etapa de mantenimiento de la planta

Circuito	Modelo	RTC	Característica	Sobrecorriente con retardo de tiempo		Sobrecorriente instantáneo
		A		Pick up A sec	TD segundos	Pick up A sec
Relé T 3	BE1-50/51B Basler	1200/5	ANSI Muy Inversa (V)	4.4	2	20.0

Anexo C**Dispositivos de protección propuestos**

Tabla C.1 Fusible propuesto TRS

Circuito	Modelo	Clase	Voltaje Nominal	Capacidad Nominal	Corriente de Aguante
			kV	A	kA
T 5	TRS	RK 5 TD	0.60	50.00	200.00