TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 30/4,8 kV DELTA-DELTA EN CORPOELEC REGIÓN CAPITAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cuartín G., Miguel J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 30/4,8 kV DELTA-DELTA EN CORPOELEC REGIÓN CAPITAL

Tutor Industrial: Ing. Yand Blanco
Prof. Guía: Prof. Rafael Malpica

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cuartín G., Miguel J.
Para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 06 de junio de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Miguel J. Cuartín G., titulado:

"ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 30/4,8 kV. DELTA-DELTA EN CORPOELEC REGIÓN CAPITAL"

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Antonio Clemente
Jurado

Prof. Nerio Ojeda
Jurado

Prof. Rafael Malpica
Prof. Guía

DEDICATORIA

A mi abuelo Tachi que aunque ya no este acá con nosotros, me enseño gran parte del aprendizaje de vida, como constancia, dedicación, amor, responsabilidad y muchas otras cosas además de contribuir mi formación como persona durante toda mi vida hasta que se fue en el año 2005, Gracias por todo, Te Quiero y te Extraño.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A mi Mamá, por dar todo su empeño y dedicación, además de su apoyo durante toda mi vida, Gracias.

A mi Papá, por apoyarme, enseñarme, y darme el apoyo necesario durante la carrera, además de enseñarme a tomar todo con calma y tolerancia ante ciertas cosas. Gracias por Todo.

A mi novia preciosa, mi Alelinda, gracias por apoyarme novia, en todos estos años en todos los aspectos y durante la realización de la tesis, tus opiniones, tus críticas constructivas, gracias por todo, gracias por ser como eres Preciosa Te Amo!!

A mi hermano, que pudimos volver a tener una buena relación de hermanos, gracias por darme tu apoyo y confianza.

A mi abuela Lilia y mi abuelo Alonso, por enseñarme lo que es la responsabilidad y dedicación, capacidad de hacer las cosas sin importar nada, además de todo su apoyo. Gracias.

A mi Abuela Eli y mi Tía Maritza, por siempre estar pendiente, apoyando y siempre orgullosas. Gracias.

A toda mi familia, tíos, primos, por todo su apoyo en especial a Lilia que me ayudo con todo lo relacionado a conseguir mi tema de Tesis.

A todos mis amigos que durante mi vida y mi carrera me han apoyado.

A mis tutores, el Ing. Yand Blanco de CORPOELEC y al Prof. Rafael Malpica de la UCV, por todo su apoyo y dedicación a este trabajo.

A todo el personal de CORPOELEC, como la Ing. Linda Vascones, el tecnólogo Christian Rosales y el Sr. Rondón por el apoyo brindado así como también a la empresa en general por brindarme esta oportunidad.

Cuartín G., Miguel J.

ESTUDIO DEL SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 30/4,8 kV DELTA-DELTA EN CORPOELEC REGIÓN CAPITAL.

Tutor Académico: Rafael Malpica. Tutor Industrial: Ing. Yand Blanco. TESIS. Caracas. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CORPOELEC. 2013. 135h + anexos

Palabras Claves: Protecciones Eléctricas, Esquema Network, Distribución, Relé de Tierra.

Resumen. El presente trabajo especial de grado consta del análisis de los sistemas de protección y control en las subestaciones de distribución 30/4,8 kV en la región Capital de Corpoelec, para lo cual se contó con un amplio respaldo teórico así como con una base de datos de los relés con marca y modelo instalados en cada una de las subestaciones, el funcionamiento de las mismas así como el detallado de cada equipos, coordinación de protecciones, secuencia de disparos, diagramas etc. Además de tener toda la información teórica, se procedió a la investigación de los sistemas instalados, realizándole pruebas de laboratorio, para así conocer el funcionamiento real, sensibilidad, selectividad, entre otros, se contó también con un programa de simulación conocido como Power Factory DigSilent en el cual se simularon distintos eventos para constatar cual debería ser el criterio a la hora de recomendar un equipo o serie de equipos capaces de sustituir a los instalados actualmente, sin perder ninguna de las ventajas que se tienen actualmente. Luego de conocer todas las características necesarias se procedió a investigar con los fabricantes de relés los equipos con los cuales se podrían sustituir los actuales, así como también se planteó una solución en conjunto con personal de CORPOELEC la cual puede ser temporal y en caso de emergencia por tener disponibilidad de los elementos necesarios en los almacenes, pero también es posible una sustitución total de los relés debido a que se cumplen con todas las funciones y características necesarias y se tiene un ahorro económico si se compara con la compra de un equipo de Network con tecnología actual.

CONTENIDO

CONSTANCIA DE APROBACIÓN 3
DEDICATORIA 4
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS 5
RESUMEN 6
ÍNDICE DE FIGURAS 10
ÍNDICE DE TABLAS 11
LISTA DE ACRONIMOS, SIGLAS, ETC. 12
INTRODUCCIÓN 13
CAPÍTULO I 14
1 EL PROBLEMA 14
1.1 Planteamiento Del Problema 14
1.2 Objetivos 15
1.2.1 Objetivo General 15
1.2.2 Objetivos específicos 15
CAPÍTULO II 16
2 MARCO TEÓRICO 16
2.1 Bases Teóricas 16
2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia 16
2.1.2 Distribución 16
2.1.3 Subestación Eléctrica 16
2.1.4 Componentes Básicos de una Subestación de Distribución 18
2.1.5 Sistema de Protección 20
2.1.6 Sistema de Control 21
2.1.7 Relé 21
2.1.8 Relé de Protección 21
2.1.9 Relé Auxiliar 21
2.1.10 Sensibilidad 22
2.1.11 Clasificación de los Relés de Protección Según la Zona de Operación 22
2.1.12 Clasificación de los Relés de Protección Según la Tecnología. 22
2.1.13 Funciones de las Protecciones Eléctricas 23
2.1.14 Esquema de Protección Asociados a Subestaciones en 4,8 kV 25

2.1.15 Funciones del Equipo de Relé de Network 28
2.1.16 Equipo del Esquema Network 28
2.1.17 Coordinación de las Protecciones de Distribución 29
2.1.18 Criterios De Coordinación Entre Equipos De Protección 33
2.1.19 Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado 34
2.1.20 Detección de Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado 35
2.1.21 Descripción del Funcionamiento del Relé para Detección de Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado 37
2.2 Antecedentes Históricos 40
CAPÍTULO III 41
3 MARCO METODOLÓGICO 41
3.1 Recopilación de Información a Través de Planos, Manuales, Instructivos y Trabajos Técnicos Disponibles en la Empresa. 41
3.1.1 S/E Santa Rosa, quién alimenta con 21 circuitos a 18 subestaciones. 42
3.1.2 S/E Chacao, quién alimenta con 8 circuitos a 15 subestaciones. 42
3.1.3 S/E Convento, quién alimenta con 14 circuitos a 9 subestaciones. 42
3.1.4 S/E Catia, quién alimenta con 16 circuitos a 8 subestaciones. 42
3.1.5 S/E Prado de María, quien alimenta con 7 circuitos a 6 subestaciones. 42
3.1.6 S/E Bambues, quién alimenta con 6 circuitos a 3 subestaciones. 42
3.1.7 S/E Guaira, quién alimenta con 5 circuitos a 6 subestaciones. 42
3.2 Inspección de las Subestaciones Seleccionadas 48
3.3 Efectuar Entrevistas al Personal de CORPOELEC para recolectar experiencias 49
3.4 Verificar y Evaluar Todos los Ajustes de Protecciones Existentes. 50
3.5 Revisar Información Con Las Fallas Eléctricas Ocurridas Donde se ha Visto Afectado el Sistema de Protección y Control. 53
3.6 Investigar las Normas y Prácticas de Ingeniería Avaladas a Nivel Nacional e Internacional, Asociadas a la Filosofía de Protecciones Eléctricas en Subestaciones de Distribución Con Neutro Aislado 53
3.7 Realizar pruebas y simulaciones que permitan obtener resultados y estos a su vez sirvan para seleccionar los nuevos equipos 54
CAPÍTULO 4 55
4 RESULTADOS Y ANÁLISIS 55
4.1 Análisis de los Esquemas de Protección y Control de los Interruptores de 4,8kV 55

4.1.1 Características del Esquema en el Interruptor Principal 55
4.1.2 Desventaja de la Aplicación de Relés Auxiliares en CA en los Esquemas de los Interruptores..... 57
4.2 Esquemas de Protección y Control de la Red de Distribución en 4,8 kV..... 57
4.2.1 Características de los Esquemas de Protección y Control de la Red de Distribución en 4,8 kV 58
4.2.2 Esquemas de Protección General Electric, Westinghouse y Mitsubishi. . 60
4.2.3 Simulación de los Esquemas de Protección en las Subestaciones de Distribución..... 68
4.3 Sensibilidad de los Relés Network General Electric 80
4.4 Esquema de Detección de Fallas a Tierra 80
4.4.1 Funcionamiento del Relés RSZH 110 (Modelo en Anexo VI) 81
4.5 Revisión de la Coordinación de Protecciones..... 83
4.5.1 Subestación El Marqués..... 83
4.5.2 Subestación Boleíta. 85
4.6 Propuestas para el Reemplazo de los Equipos Instalados Actualmente 85
CONCLUSIONES..... 90
RECOMENDACIONES..... 92
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS..... 93
BIBLIOGRAFIA..... 94
ANEXOS ..... **¡Error! Marcador no definido.**

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de Conexión de los Transformadores de Medida..... 19
Figura 2. Esquema Básico de una Subestación de Distribución 30/4,8 kV Delta-Delta con Llegada de Alta Tensión Aérea 27
Figura 3. Desbalance Producido por Falla a Tierra en Sistema de Neutro Aislado 35
Figura 4. Detección de Tensión Residual 36
Figura 5. Detección de Corriente Residual 36
Figura 6. Esquema del Relé de Tierra RSZH..... 38
Figura 7. Esquema del Relé de Tierra CWG..... 39
Figura 9. Esquema de Disparo del Interruptor Principal..... 47
Figura 8. Diagrama Unifilar S/E Marqués 30/4,8 kV 47
Figura 10. Señalización de las Protecciones 58
Figura 11. Representación de Cada una de las Condiciones de Falla o Perturbación 59
Figura 12. Circuito de Cierre (General Electric)..... 61
Figura 13. Plano del Relé Auxiliar en AC (HGA) 61
Figura 14. Circuito de Disparo (General Electric) 62
Figura 15. Circuito de Cierre Westinghouse y Mitsubishi..... 63
Figura 16. Plano del Relé Auxiliar en AC (MG6) 63
Figura 17. Circuito de Disparo Westinghouse y Mitsubishi 64
Figura 18. Diagrama Elemental del Funcionamiento de las Protecciones de la Red de Distribución..... 65
Figura 19. Esquema de Control para el Cierre del Interruptor Principal 66
Figura 20. Esquema de Control para la Apertura del Interruptor Principal 67
Figura 21. Esquema de la Subestación Boleíta 30/4,8 kV para la Simulación de Fallas 69
Figura 22. Esquema de la Subestación Boleíta 30/4,8 kV para la Simulación de la Pérdida del Alimentador de 30kV en El Software PowerFactory DigSilent 74
Figura 23. Ampliación del Transformador Bajo Estudio en el Caso de Pérdida del Alimentador de 30 kV..... 75
Figura 24. Esquema Utilizado para Simular la No Actuación del Network 76
Figura 37. Esquema de Propuesta 88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Identificación de las Funciones de Protección de los Relés..... 24
Tabla 2. Antecedentes de Fallas en las Subestaciones del Sistema 40
Tabla 3. Esquemas Instalados en Cada Subestación de 4,8 kV 42
Tabla 4. Muestra Representativa Tomada de la Elaboración de la Investigación 46
Tabla 5. Esquemas que Funcionan con Relés Auxiliares en AC 55
Tabla 6. Modos de Apertura del Interruptor Principal Mediante la Influencia de Relés Auxiliares en AC..... 56
Tabla 7. Datos Utilizados Para la Simulación en DigSilent..... 68
Tabla 8. Resultados para Cortocircuito Trifásico 69
Tabla 9. Resultados para Cortocircuito Bifásico..... 70
Tabla 10. Resultados para Falla Bifásica a Tierra..... 70
Tabla 11. Resultados para Falla Monofásica a Tierra..... 71
Tabla 12. Resultados Para Depresión de Tensión en las Barras 71
Tabla 13. Falla Trifásica y No Actuación de Network 77
Tabla 14. Falla Bifásica a Tierra y No Actuación de Network..... 77
Tabla 15. Falla Bifásica a Tierra y No Actuación de Network..... 78
Tabla 16. Falla Monofásica a Tierra y No Actuación del Network 78
Tabla 17. Valores de las Corrientes en los lados Primarios y Secundarios del TC, Indicando la Protección que debe Actuar..... 79
Tabla 18. Sensibilidad de los Relés del Sistema..... 80
Tabla 19. Revisión de la Coordinación de Protecciones Circuitos S/E Marqués 84
Tabla 20. Revisión de Coordinación de Protecciones Principales S/E Marqués 84
Tabla 21. Revisión de la Coordinación de Protecciones Circuitos S/E Boleíta..... 85
Tabla 22. Revisión de Coordinación de Protecciones Principales S/E Boleíta..... 85
Tabla 23. Cuadro Comparativo de Propuestas..... 88

LISTA DE ACRONIMOS, SIGLAS, ETC.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional

CND: Centro Nacional de Despacho

COD: Centro de Operación de Distribución

kV: Kilo Voltio

TP: Transformador de Potencial

TC: Transformador de Corriente

CC: Corriente Continua

AC: Corriente Alterna

EDC: Electricidad de Caracas

RSC: Relé de Sobrecorriente

S/E: Subestación

Mits.: Mitsubishi

West.: Westinghouse

Trip: Disparo

Oper: operación

N.A.: No Aplica

INTRODUCCIÓN

La investigación que se realizo en este Trabajo Especial de Grado, se debe al aumento de fallas que han ocurrido en los últimos años en las subestaciones de 4,8 kV CORPOELEC Región Capital.

El sistema eléctrico que se encuentra bajo estudio representa la instalación con mayor antigüedad dentro de la empresa en Región Capital, donde existen equipos primarios y secundarios con más de 60 años en servicio y que aun se encuentra operando correctamente debido al plan de mantenimiento implementado a lo largo de la vida de servicio. Para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado fue necesaria la repartición en Capítulos que se explican a continuación:

Capítulo I. El Problema. Donde se establecen las condiciones actuales del sistema eléctrico de distribución en 4,8 kV en la Región Capital y las razones por la cual la empresa se ve en la necesidad de activar los mecanismos de investigación para plantear posibles soluciones.

Capítulo II. Marco Teórico. Se presentan todas las bases teóricas, asi como también los antecedentes históricos que dan sustento a la presente investigación. Contiene también toda la información teórica sobre el funcionamiento del sistema de protección y control del sistema de 4,8 kV.

Capítulo III. Marco Metodológico. En este capítulo se establecen los procedimientos necesarios para cumplir cada uno de los objetivos específicos de la presente investigación.

Capitulo IV. Resultados y Análisis. Se presentan los resultados que arrojan cada uno de los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado, asi como también las simulaciones que se le realizaron a los esquemas de protección de las subestaciones de la muestra.

CAPÍTULO I

1 EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento Del Problema

El sistema eléctrico de potencia de 30/4,8 kV delta-delta con neutro aislado representa la instalación con mayor antigüedad en CORPOELEC región Capital, donde existen equipos primarios y secundarios con más de 60 años en servicio y que aun operan correctamente debido al riguroso plan de mantenimiento preventivo. Sin embargo algunos de esos equipos ya no tienen respaldo tecnológico ante daños y reparación, bien sea por obsolescencia o por problemas de integración a una nueva plataforma, entre esos equipos se encuentran los relés de protección y dispositivos de control en subestaciones.

Como bien se sabe, en los sistemas eléctricos de potencia no se pueden evitar las averías o fallas en los equipos de potencia pero siempre se busca reducir al mínimo el impacto sobre los usuarios. En ocasiones se han presentado algunas averías que bien pudieron ser despejadas a tiempo y sin afectación del servicio eléctrico pero por problemas en algunos dispositivos de protección y control se ha visto afectado el factor de selectividad causando un racionamiento o restricción del servicio eléctrico sin necesidad, para lo cual la empresa tiene como misión activar los procesos de investigación, análisis y aplicación de nuevas soluciones que permitan disminuir dicha afectación en tan importante entidad del país. Entre los sistemas de protección y control con mayor problema se encuentra el esquema de red o “network” y la protección para detectar fallas a “tierra” en los circuitos de salida o “feeders”.

En base a la problemática expuesta, el objetivo del presente trabajo de investigación es revisar los criterios de cálculo y operación de los sistemas de protección y control en las subestaciones de distribución de 30/4,8 kV de

CORPOELEC región Capital, para luego revisar las diversas normas nacionales e internacionales y considerar las nuevas prácticas que permitan establecer las características de nuevos equipos que garanticen los factores de selectividad, confiabilidad y rapidez mediante la simulación de programas especializados y pruebas de laboratorio.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Estudiar el sistema de protección y control de las subestaciones de distribución de 30/4,8 kV delta-delta en CORPOELEC región Capital.

1.2.2 Objetivos específicos

1.2.2.1 Realizar un levantamiento de información en las subestaciones de distribución de la empresa CORPOELEC región Capital.

1.2.2.2 Tomar una muestra representativa de las subestaciones que sean similares en cuanto a los sistemas de protección y control para levantar información sobre los criterios de ajustes de las protecciones.

1.2.2.3 Describir la operación de las subestaciones de distribución 30/4,8 kV con neutro aislado y el sistema de protección y control según la muestra.

1.2.2.4 Simular los sistemas de protección para evaluar las debilidades de los esquemas.

1.2.2.5 Proponer soluciones donde se incluya el remplazo de equipos y tecnologías según las normas, nuevas prácticas y el mercado de productos.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Bases Teóricas

2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Es todo un conjunto de equipos y dispositivos que interactúan para satisfacer la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, de manera segura y confiable, desde los centros de generación hasta cada uno de los usuarios. Entre los elementos más importantes que integran al mencionado sistema, tenemos; generadores, transformadores, interruptores, seccionadores, conductores aéreos, cables subterráneos, aisladores entre otros.

2.1.2 Distribución

Se refiere a la etapa donde se transporta la energía eléctrica desde la salida de cada circuito en las subestaciones de distribución, a través de las distintas etapas de transformación de voltaje hasta cada uno de los usuarios o clientes finales. Está conformado por redes que a su vez están integradas por líneas aéreas, cables subterráneos, seccionadores, fusibles y transformadores. Al igual que as etapas de generación y transmisión, esta etapa tiene un centro de control para la supervisión y control de toda la red.

2.1.3 Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (voltaje y corriente) y de prever un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema. [1]

2.1.3.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones se encuentran en diversas áreas del sistema eléctrico, desde las plantas de generación, pasando por la red de transmisión, hasta los centros de distribución. La clasificación es variad, sin embargo las clasificaremos según su función, construcción y en Venezuela.

2.1.3.1.1 Clasificación de las Subestaciones Según la Función

- Subestaciones en plantas o centrales de generación

Estas se encuentran adyacentes a las plantas de generación para modificar los parámetros de la potencia y permitir la transmisión en alta tensión a través de las líneas de transporte. Cabe mencionar, los voltajes generados oscilan entre 5 kV y 25 kV mientras que los voltajes de transmisión dependen de la cantidad de energía y distancia.

- Subestaciones receptoras primarias

También llamadas de transmisión, son alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen el voltaje a valores menores para la alimentación de los sistemas de distribución. Los valores de operación en transmisión en Venezuela son 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV y 765 kV.

- Subestaciones receptoras secundarias

Estas por lo general son alimentadas de redes de transmisión y distribución, suministran la energía eléctrica a las redes de distribución. Los voltajes de operación en los sistemas de distribución, en el caso de Venezuela son: 4,8 kV, 8.3 kV, 12.47 kV, 13.8 kV, 30 kV y 34.5 kV.

2.1.3.2 Clasificación de las Subestaciones Según la Construcción

- Subestaciones tipo intemperie

Se construyen en terrenos de grandes dimensiones y expuestas a la intemperie, requieren de un diseño, aparatos y maquinarias capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, polvo, salitre).

- Subestaciones tipo interior

En este tipo de instalación los elementos que la integran son diseñados para operar en interiores, bajo techo, y se emplean comúnmente en la industria.

- Subestaciones tipo blindado

En este tipo de instalación los elementos que la integran son especiales y compactos por lo cual deben estar bien protegidos. Se usan en el interior de hospitales, fabricas, edificios y centros comerciales.

2.1.3.3 Clasificación de las subestaciones en Venezuela

- Subestaciones de transmisión

Aquellas cuyo nivel de tensión es igual o superior a 69 kV.

- Subestaciones de distribución

Aquellas cuyo nivel de tensión es inferior a 69 kV y superior a 4,8 kV.

Este tipo de subestaciones son del tipo reductoras y están situadas cerca de la carga (usuarios) y son numerosas comparadas con las de transmisión. En el proceso de generar, transmitir o distribuir energía eléctrica la subestación de distribución representa el punto donde el voltaje de transmisión es convertido a un voltaje menor con el fin de distribuirlo a los centros de consumo.

2.1.4 Componentes Básicos de una Subestación de Distribución

La investigación está enmarcada en subestaciones de distribución, por ello se hace mención de los componentes básicos que la integran. Tales equipos y dispositivos son necesarios para llevar a cabo su función, entre los más comunes tenemos:

2.1.4.1 Alimentador en alta tensión

Se refiere al circuito de alta tensión que alimenta a un transformador de potencia desde otra subestación. Puede ser mediante cable subterráneo, líneas aéreas o combinación de estos.

2.1.4.2 Transformador de potencia

Se utilizan para distribución y transmisión de energía eléctrica en alta y baja tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y grandes usuarios.

2.1.4.3 Regulador de voltaje

Forma parte del transformador de potencia y se emplea para regular el voltaje automáticamente del lado secundario según como varié la carga.

2.1.4.4 Transformadores de medida

Tienen la función de reducir las magnitudes de voltaje y corriente en alta tensión a valores manejables por los instrumentos de medición y dispositivos de protección en baja tensión.

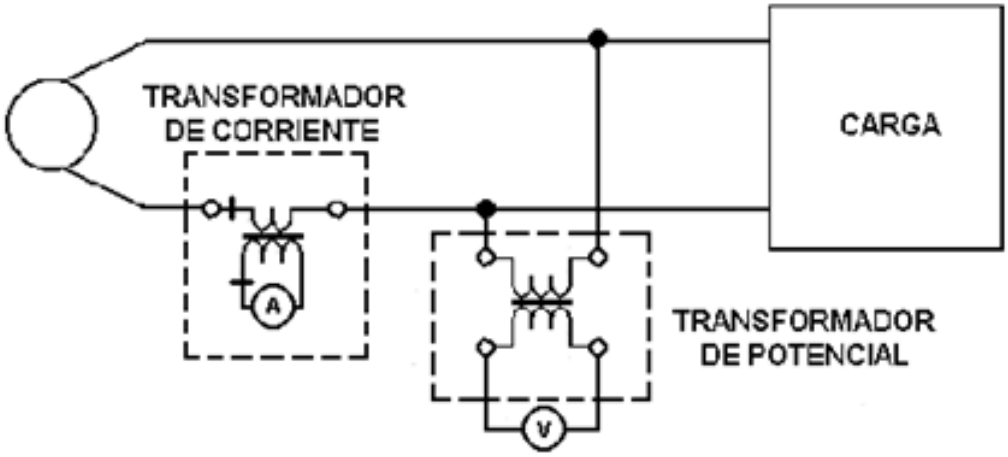


Figura 1. Esquema de Conexión de los Transformadores de Medida

2.1.4.5 Transformadores de corriente (TC)

Es un transformador de medida que tiene dos devanados; el devanado primario está conectado en serie con los equipos de potencia y reduce la corriente a valores apropiados en el devanado secundario el cual también está en serie pero con los instrumentos de medición o dispositivos de protección.

2.1.4.6 Transformadores de potencial (TP)

Es un transformador de medida que tiene dos devanados; el devanado primario está conectado en derivación de los equipos de potencia y se reduce el voltaje a valores apropiados en el devanado secundario el cual se conecta con los instrumentos de medición o dispositivos de protección.

2.1.4.7 Barras colectoras

Son láminas o barras de cobre que interconectan eléctricamente a todos los equipos de potencia de una subestación de distribución. Las partes activas tienen un recubrimiento aislante.

2.1.4.8 Interruptores de potencia

También llamado disyuntor, es un dispositivo de maniobra cuya función consiste en interrumpir la conducción de corriente en el circuito eléctrico con carga bajo condiciones de cortocircuito. Básicamente se clasifican según el medio de extinción: aceite, soplado magnético y vacío.

2.1.4.9 Servicios Auxiliares

Está conformado por los equipos de los servicios en corriente continua (CC) que proveen la energía requerida de forma confiable a los equipos de protección, alarma, monitoreo y control para cumplir sus funciones. Los servicios auxiliares deben ser diseñados de tal forma que tengan a lo menos la misma confiabilidad que se exige a la subestación que ellos sirven. Típicamente conformado por: banco de baterías, rectificador y cargador, UPS.

2.1.5 Sistema de Protección

Conjunto de dispositivos que mantienen la vigilancia permanente de todos los parámetros eléctricos de importancia y cuya función es actuar de forma sensible, confiable, selectiva, segura y rápida ante fallas en el sistema eléctrico de potencia, esto mediante la apertura de los diversos interruptores.

La necesidad de disponer de un sistema de protección se desprende del hecho de que cualquiera de los elementos que hacen parte en un sistema de potencia puede fallar afectando al sistema y, por tanto a los consumidores durante todo el tiempo que dicho elemento permanezca fuera de servicio. Todos los elementos de los sistemas están sujetos a fallas, pudiendo presentarse en cualquier momento.

El objetivo fundamental de los sistemas de protección es el detectar la falla, localizarla y, retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del sistema continúe prestando un buen servicio.

2.1.6 Sistema de Control

Abarca todos los procesos dentro de la subestación que son necesarios para manipular local o remotamente, bien sea por comando o de forma automática, los diversos procesos que garantizan la operación de la subestación de una manera eficiente.

2.1.7 Relé

Es un dispositivo eléctrico diseñado para responder a condiciones de entrada de una manera pre-establecida, luego de que ciertas condiciones sean cumplidas, y así causar la operación de dispositivos para producir cambios abruptos en los circuitos eléctricos o en los sistemas. Las condiciones de entrada son generalmente eléctricas, pero pueden ser mecánicas, térmicas, etc. [2]

2.1.8 Relé de Protección

Es un relé cuya función es detectar condiciones defectuosas o anormales de operación de los elementos que conformen un sistema eléctrico de potencia e iniciar la acción apropiada del circuito de control.[3]

2.1.9 Relé Auxiliar

Es un relé que responde a requerimientos básicos en los esquemas de protección y control, normalmente son relés que cierran y abren contactos cuando se

energizan o des-energizan los mismos. La alimentación varía entre la corriente alterna, corriente continua o ambas.

2.1.10 Sensibilidad

Se refiere a la capacidad de detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición. [4]

2.1.11 Clasificación de los Relés de Protección Según la Zona de Operación

En un sistema de protección existen tres modos de operación ante una falla por lo cual se tienen las protecciones primarias, secundarias y de respaldo. La protección primaria o principal, es la primera línea de defensa ante una falla, deben operar tan pronto ocurre la misma, ya que no tienen ningún tipo de retardo intencional para ordenar la apertura inmediata de los interruptores asociados.

La protección secundaria es una línea de defensa adicional que puede ser idéntica o no a la protección principal y si se presenta algún retardo con respecto a la primaria debido a las características propias de operación. La protección primaria y secundaria abarcan la misma zona de disparo.

Mientras tanto, las protecciones de respaldo actúan en caso de que la protección principal no opere a tiempo, o que hayan quedado los interruptores cerrados, por problemas en los mecanismos, en este caso la protección de respaldo interviene dando orden de apertura a otros interruptores localizados posteriormente y afectando a más zonas.

2.1.12 Clasificación de los Relés de Protección Según la Tecnología.

Los relés de protección, pudiesen ser de tecnología electromecánica, electrónicos analógicos, digitales o numéricos. Se clasifican según el parámetro que vigilan o la función que cumplen dentro del sistema, conjunto o circuito eléctrico, como por ejemplo; Un relé de sobre corriente protege un circuito cuando por éste

circula una corriente que excede un valor predeterminado o nominal. Los relés se pueden clasificar según su tecnología en:

2.1.12.1 Relés Electromecánicos

Utilizan el principio del motor de inducción, donde el torque es desarrollado por inducción en el rotor. Este se conforma de piezas electromagnéticas fijas y móviles que responden al cambio de la interacción generado por la inducción.

2.1.12.2 Relés Analógicos

Son aquellos en los cuales la cantidad medida es convertida en bajo voltaje, pero en una señal similar a la entrada, para ser combinada o comparada directamente con un valor de referencia o detectores de nivel y producir la activación de la salida. En la construcción de estos relés se emplean bobinas, capacitores, transistores, diodos, entre otros.

2.1.12.3 Relés Digitales

Son aquellos en los cuales la cantidad medida en AC es manipulada en forma analógica y subsecuentemente convertida en voltajes de señal cuadrada (información binaria). Circuitos lógicos y microprocesadores comparan la relación entre la fase y la señal cuadrada para tomar decisión en la activación de la salida.

2.1.12.4 Relés Numéricos

Son aquellos en los cuales la cantidad medida en AC es manipulada en forma analógica y subsecuentemente muestreada y convertida en datos numéricos (paquetes de información). Un microprocesador realiza operaciones matemáticas y/o lógicas en los datos para tomar la decisión de activar alguna salida. Normalmente estos relés tienen puertos de comunicación para la gestión de información tanto local como a distancia (remotamente).

2.1.13 Funciones de las Protecciones Eléctricas

En la aplicación de relés de protección en las subestaciones de distribución de CORPOELEC Región Capital (antigua Electricidad de Caracas), se emplea un

código para designar la función de cada uno de ellos. El mencionado código se rige por la norma ANSI/IEEE C37.2-2008. En la tabla 1 se citan algunas funciones de protección básicas en subestaciones de distribución de 4,8 kV de CORPOELEC Región Capital (antigua EDC).

Tabla 1. Identificación de las Funciones de Protección de los Relés

CÓDIGO	**FUNCIÓN**	**DESCRIPCIÓN**
27	Bajo Voltaje	Ausencia de tensión AC en la fuente de alimentación
32	Potencia Inversa	Reacciona ante un cambio de sentido de energia
49	Térmico o Temperatura	Temperatura límite en el transformador
50	Sobrecorriente instantáneo	Corriente por encima de un valor prestablecido con operación inmediata
51	Sobrecorriente temporizado	Corriente por encima de un valor prestablecido con operación temporizada, retardo intencional.
60	Balance de voltaje	Establece la diferencia entre dos fuentes de alimentación AC
62	Temporizador (Timer)	Retardo a la energización, empleado en esquemas de protección y control
64	Tierra	Detecta una condición de tierra en un equipo eléctrico

CÓDIGO	FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
67	Direccional de sobrecorriente	Corriente por encima de un valor prestablecido con operación inmediata temporizada y depende del flujo de potencia
78	Ángulo de Fase	Funciona con un valor determinado de ángulo entre dos tensiones, dos corrientes, o una corriente y una intensidad
79	Recierre	Controla el reenganche de un interruptor A.C.
86	Bloqueo (lockout)	Dispositivo que cierra y abre contactos mediante una acción eléctrica, pero se rearma de forma manual (mecánica)

2.1.14 Esquema de Protección Asociados a Subestaciones en 4,8 kV

Las subestaciones en 4,8 kV de CORPOELEC región Capital se encuentran alimentadas en 30 kV desde las subestaciones radiales. El tipo de conexión de los transformadores es delta-delta, lo que hace al sistema de distribución en 4,8 kV con el neutro aislado. Por tal razón existe un aterramiento través del neutro de los transformadores de potencial y por medio de las capacidades distribuidas a lo largo de los tramos de cables subterráneos y líneas aéreas de los circuitos alimentadores.

La llegada en alta tensión puede ser mediante líneas aéreas o cables subterráneos, en el primer caso la subestación de distribución posee una doble barra en alta tensión (30 kV) y en el segundo no posee barra en alta tensión. Sin embargo la filosofía general de los esquemas de protección es similar ya que no existe en el primer caso una protección para la doble barra de 30 kV, el esquema básico de una subestación 30/4,8kV de CORPOELEC Región Capital se muestra en la figura 2, indicando cada una de las protecciones asociadas que se mencionan a continuación:

2.1.14.1 Protección del Transformador

Los transformadores de 30/4,8 kV de las subestaciones de distribución de CORPOELEC región Capital no tienen protección asociada directamente (diferencial, sobre corriente, etc.), los mismos se encuentran protegidos en el lado de alta tensión por las protecciones asociadas a los alimentadores en 30 kV correspondientes, mientras que en el lado de baja tensión están protegidos a través de lo siguiente:

- Una protección direccional para redes malladas (Network Relay), constituida por un relé de potencia inversa (60-67 o 32) y un relé comparador de tensiones (78) que incluye ángulo de fases.
- Un relé de sobre corriente (51) en el lado de baja tensión que actúan sobre el relé de disparo con reposición manual (86) del interruptor de baja tensión.
- Protección contra fallas internas, constituida únicamente por un relé de sobrecarga térmica (49)

2.1.14.2 Protección del Alimentador en 4,8 kV

La protección de cada alimentador en 4,8 kV, dada las características de neutro aislado de la red, está constituida por:

- Un relé de sobre corriente para fallas de fase con una unidad instantánea (50/51). Este relé actúa sobre el interruptor asociado al alimentador.
- Un relé de sobrecorriente direccional de tierra (67G) de muy alta sensibilidad que mide desbalance capacitivo a tierra y utiliza la tensión de secuencia cero como referencia para el control direccional.
- En los casos con neutro no corrido se utilizan unos relés de sobrecorriente de tierra de alta sensibilidad (50G).
- Los interruptores de cada alimentador tienen asociado un relé de recierre (79) que como su nombre lo indica, permite un recierre del mismo en caso de que la falla que provocó la apertura sea temporal y se abra el interruptor por acción del relé de sobrecorriente instantáneo.

2.1.14.3 Protección de la barra en 4,8 kV

Tal como se mencionó anteriormente, las barras en 4,8 kV no tienen protección diferencial asociadas a las mismas. El relé de sobre corriente para fallas de fase (51) del secundario del transformador cumple con la función de protegerla, además de proteger el lado de baja tensión del transformador.

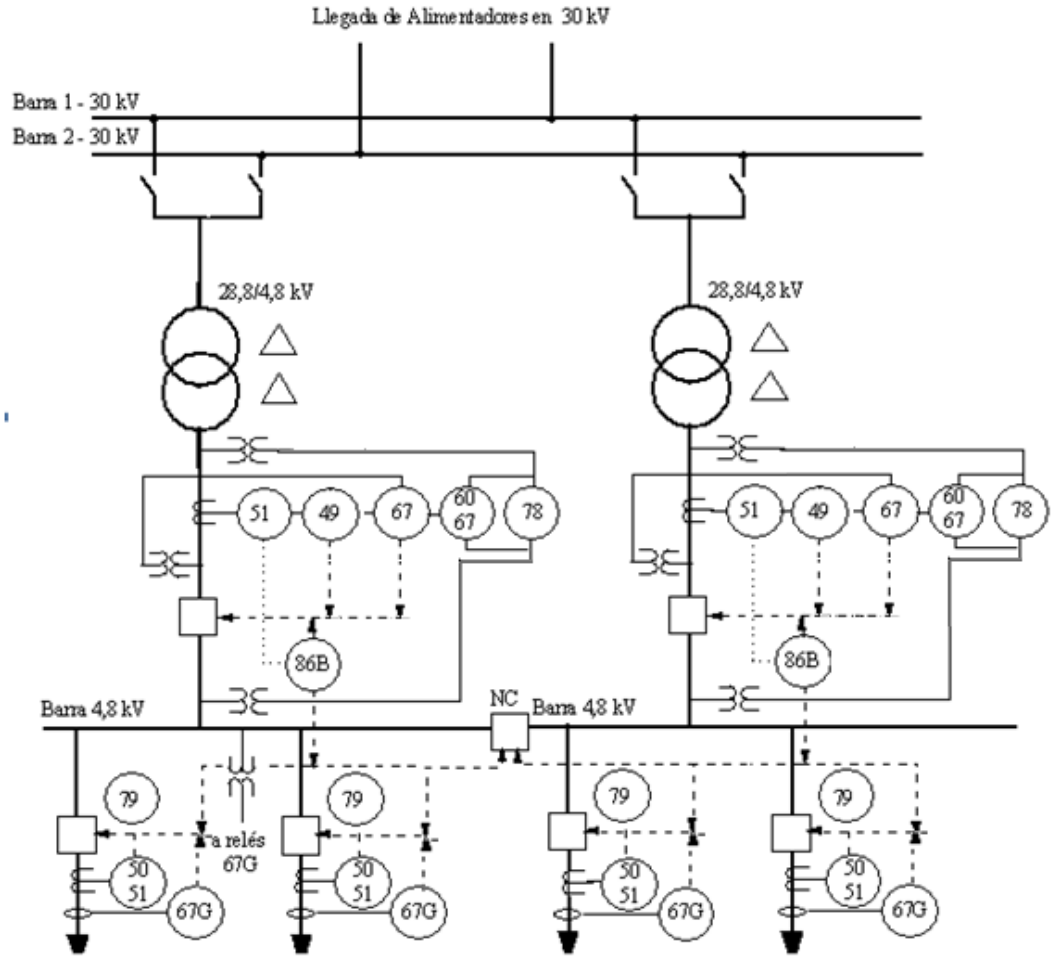


Figura 2. Esquema Básico de una Subestación de Distribución 30/4,8 kV Delta-Delta con Llegada de Alta Tensión Aérea

2.1.15 Funciones del Equipo de Relé de Network

2.1.15.1 Disparar el interruptor del secundario del transformador (4,8 kV) para fallas dentro del transformador o fallas en el circuito de alimentación (30 kV), línea a línea o trifásicas para prevenir la alimentación de la falla del sistema de distribución (4,8 kV). Las fallas monofásicas no serán alimentadas debido a la conexión del transformador delta-delta.

2.1.15.2 Disparar el interruptor del secundario del transformador (4,8 kV), para fallas a tierra, trabajando de la siguiente manera: Al ver la falla a tierra el interruptor del alimentador en 30 kV, abrirá por relé de neutro, como se sabe, el transformador no alimenta la falla debido a la conexión. Sin embargo se magnetiza inversamente actuando el relé de Network al ver corriente fluyendo de la barra hacia el transformador.

2.1.15.3 Cerrar el interruptor cuando reaparece tensión en el alimentador después de compararlo con la tensión de barra y encontrarla más o menos con el mismo ángulo y magnitud.

2.1.16 Equipo del Esquema Network

2.1.16.1 Relé master 60/67. Potencia inversa (para la apertura), y relé de voltaje (para el recierre).

2.1.16.2 Relé de fase 78. Relé de ángulo de fase para el recierre.

2.1.16.3 Relé de tiempo 67Y.

2.1.16.4 Relé de sobrecorriente direccional 67X, la direccionalidad viene dada por una bobina de sombra gobernada por el 60/67.

2.1.16.5 Relé auxiliar 67YY.

2.1.16.6 Relé auxiliar 60/67Z.

2.1.16.7 Relé de sobrecorriente 51, como respaldo a la barra y al Network.

En el ANEXO I se muestra el diagrama unifilar del equipo de Network en una subestación de la muestra.

2.1.17 Coordinación de las Protecciones de Distribución

Las protecciones de las subestaciones de distribución se encuentran ajustadas según los "criterios de ajustes de protecciones suplementarias en circuitos aéreos de distribución" que se encuentran descritos en el "Estudio de Sistemas de Protección en Sistemas de Distribución" de la Electricidad de Caracas en 1995, debido a que este estudio cuenta con información para todas las subestaciones de distribución, a saber 69/12,47 kV y 30/4,8kV, se filtró la información, debido a que dentro de la propia subestación de 30/4,8 kV solo se coordinan los relés de sobrecorriente. Para la coordinación se tiene:

2.1.17.1 Relé de Sobrecorriente (RSC)

Los relés de sobrecorriente son dispositivos de protección capaces de identificar e interrumpir corrientes de falla. Externamente se componen de un transformador de corriente (elemento reductor) y de un disyuntor que permitirá la interrupción de corriente mediante cámaras de extinción del arco (aceite, SF6, etc.).[5]

Existen relés de sobrecorriente electromecánicos y electrónicos. Los más usados son los primeros, los cuales se basan en la operación de discos de inducción.

Los ajustes de los relés de sobrecorriente son el TAP, el dial de tiempo y la unidad instantánea:

- El TAP es una derivación de la bobina de entrada de la corriente, dicha bobina tiene un número de vueltas ajustable.
- El dial de tiempo es un ajuste de la posición del resorte del contacto móvil del equipo, lo que permite variar el tiempo para un mismo nivel del corriente, cambiando la posición de reposo cerca o lejos del contacto.

- La unidad instantánea permite interrumpir corrientes de cortocircuito sin retardo intencional de tiempo.

La curva del RSC debe ajustarse considerando los siguientes aspectos generales:

- La curva del RSC debe estar por debajo de las curvas de daño de los conductores de menor calibre existentes en los troncales de los circuitos de distribución, para niveles de cortocircuito típicos. Esto permite verificar el valor máximo del dial de tiempo a asignar en los relés de sobrecorriente en función de la curva de daño del conductor a ser protegido.
- Se debe asegurar que los RSC coordinen con otros dispositivos de protección “aguas abajo” en los circuitos de distribución.

Ajuste del TAP de fase

Los ajustes de fase de TAP de los relés de sobrecorriente de los circuitos de distribución pueden ser establecidos de acuerdo a la corriente nominal de los conductores aéreos.

En principio, se considera la corriente nominal de los conductores en lugar de la corriente de carga en operación normal, debido a que siempre existe la posibilidad de que los otros conductores se carguen a su máxima capacidad durante condiciones de operación de emergencia.

Por tanto, el ajuste del TAP de los relés de sobrecorriente, por criterios internos de la empresa, será:

$$TAP = 1{,}5 * \frac{In}{RTC}$$

Dónde:

RTC: Relación Transformador de Corriente

In: Capacidad Nominal en Conductores Aéreos Desnudos

El valor mínimo de operación de los relés de tierra debe ser tal que no opere para la corriente residual producida por el máximo desbalance del sistema. Sin embargo, es preferible afinar los ajustes de estos relés hasta el mínimo permisible por el desbalance, de modo que su sensibilidad sea tal que se detecten fallas de alta impedancia hasta donde sea posible.

Ajuste de la Unidad Instantánea

Fase

El ajuste de la unidad instantánea debe ser tal que el relé no opere para la corriente transitoria de restablecimiento en frio. En caso que no existan elementos de protección “aguas abajo” del interruptor de la subestación, la unidad instantánea por fase deberá ajustarse en 2,5 veces la corriente nominal del circuito.[5]

Por otra parte, cuando existe algún equipo de protección “aguas abajo” puede elegirse como valor típico para el ajuste del instantáneo de fase entre 1,25 y 1,5 veces el valor máximo de corriente de cortocircuito trifásica, en el punto donde se encuentre el elemento de protección.

Cuando el relé de sobrecorriente sea utilizado para alimentadores largos, la corriente de ajuste de instantáneo puede escogerse para que vea fallas hasta un 80% del tramo del circuito que va a desde el punto donde se encuentra el relé hasta el punto donde se encuentra el próximo dispositivo de protección.

Es de hacer notar que el incremento del valor de ajuste del instantáneo del relé de sobrecorriente de fase es inevitable, si el objetivo de la protección suplementaria es aislar un tramo que presenta muchas fallas del resto de la carga. Ahora bien, si la protección suplementaria se está colocando para proteger la parte final del circuito, donde las fallas no puede ser detectadas por las protecciones de

sobrecorriente de la S/E, no es necesario subir los ajustes de la unidad instantánea de sobrecorriente.

2.1.17.2 Reconectadores

Los reconectadores son dispositivos capaces de detectar, interrumpir y reconectar automáticamente el circuito bajo condiciones de fallas. Su principal ventaja consiste en su capacidad de diferenciar fallas transitorias y permanentes. Al despejar fallas transitorias permite que el circuito mantenga la continuidad del servicio, mientras que al despejar fallas permanentes aísla el sector donde se registra la falla y mantiene en servicio al tramo de línea no fallado.[5]

En los circuitos de distribución de la CORPOELEC región Capital, los reconectadores son colocados tanto en los troncales como en los ramales de circuitos con longitud considerable, de tal manera que se pueda seccionar el circuito en varios tramos.

En la red de distribución de CORPOELEC Región Capital, se encuentran instalados reconectadores con control hidráulico y control electrónico. Actualmente solo se están incorporando a la red reconectadores trifásicos con control electrónico, por lo cual se van a mencionar los criterios de ajustes con este tipo de control.

2.1.17.3 Seccionalizadores

Los seccionalizadores son dispositivos que son diseñados para trabajar en conjunto con otro equipo de reconexión automática (relé con renganche o reconectador). Este equipo tiene la capacidad de censar la corriente de falla pero no es capaz de interrumpirla con el circuito energizado.

Estos dispositivos generalmente se instalan en circuitos ramales trifásicos, en los cuales se requiere alta selectividad. Al igual que el reconectador, estos dispositivos tienen conteos de operaciones. Una vez realizados sus conteos de operaciones, justo en el momento que el reconectador asociado se encuentre con los contactos abiertos, el seccionalizador abre automáticamente para despejar fallas

“aguas abajo” del mismo y finalmente el reconectador cierra para mantener en servicio los tramos no fallados.

Adicionalmente, el seccionalizador puede interrumpir corriente de carga, y por lo tanto, se puede seccionar el circuito con el mismo equipo en forma manual.[i]

2.1.17.4 Fusibles

Los fusibles son elementos de protección capaces de interrumpir corrientes de cortocircuito mediante la fusión de un elemento fusible. En los sistemas de distribución aéreos de media tensión, los fusibles se usan para proteger tramos de circuitos (ramales) y transformadores monofásicos. Los fusibles tienen la ventaja de ser de fácil aplicación e instalación, además que su costo es apreciablemente menor que el resto de los elementos de protección antes mencionados.[5]

2.1.18 Criterios De Coordinación Entre Equipos De Protección

2.1.18.1 Coordinación RSC-Reconectador

Coordinación estática

Se debe asegurar que el reconectador culmine con todas sus operaciones antes que se dispare el relé de sobrecorriente, para fallas “aguas abajo” del reconectador.

- Análisis optimista. Se supone que el disco regresa a su posición original. Para garantizar coordinación debe existir un intervalo de aproximadamente 0,3 segundos entre la curva más lenta del reconectador y la del RSC, en el nivel de cortocircuito del punto donde se instala el reconectador.
- Análisis pesimista. Se supone que el disco no regresa a su posición inicial. Esto puede inducir a que el RSC sea muy lento para fallas entre la subestación y el reconectador.

Coordinación Dinámica

Debido a la naturaleza del RSC electromecánico, el disco de inducción avanza durante las operaciones del reconectador y retrocede durante los tiempos muertos del mismo. El porcentaje de avance neto del disco de inducción debe ser menor a 60% para garantizar coordinación entre ambos equipos, esto debido a criterios elegidos por el personal de protecciones de CORPOELEC.

Las ecuaciones que permiten verificar la coordinación son las siguientes:

$$\%Avanceneto \leq 60\%$$

$$\%Avance\ neto = \sum(\%Avance - \%Retroceso)$$

$$\%Avance = \frac{Toperacion\ Reconectador}{Toperacion\ RSC} * 100$$

$$\%Retroceso = \frac{Tmuerto\ Reconectador}{Treposicion\ RSC} * 100$$

Estas ecuaciones se evalúan en el respectivo nivel de cortocircuito.

2.1.19 Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado

Existen básicamente dos tipos de sistemas de distribución, sistemas con neutro aislado y sistemas con neutro puesto a tierra, el presente trabajo de investigación se basó en el estudio de las protecciones de los sistemas de distribución con neutro aislado de CORPOELEC Región Capital, los cuales comprenden aproximadamente el 50% de los sistemas de distribución de la mencionada empresa.

El término “no puesto a tierra” es estrictamente una definición que indica aislamiento físico entre el neutro del sistema y tierra. Como existen capacitancias distribuidas entre las fases, y entre cada fase y tierra el sistema se encuentra puesto a tierra a través de las mismas.

En el caso de una falla monofásica a tierra, la correspondiente capacitancia distribuida se cortocircuita produciéndose un desbalance en el sistema que indica la presencia de falla, como se muestra en la figura 3.

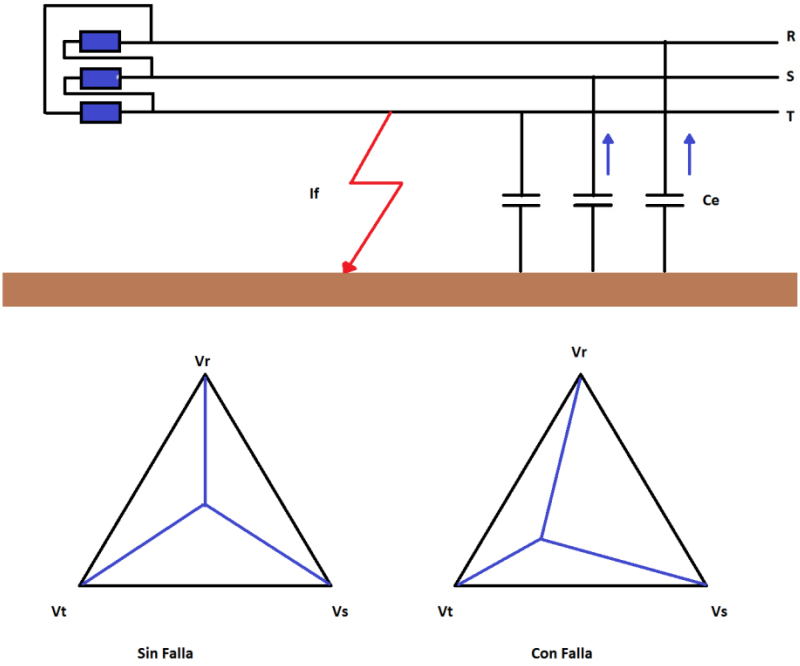


Figura 3. Desbalance Producido por Falla a Tierra en Sistema de Neutro Aislado

2.1.20 Detección de Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado

Debido a que la corriente monofásica en este tipo de sistema es muy pequeña, no se pueden utilizar relés de sobrecorriente convencionales para la detección de fallas a tierra. La utilización de relés de voltaje permite detectar el desbalance de tensión producido por la falla. Este desbalance es igual en toda la barra siendo por tanto imposible discriminar cual es el circuito fallado.

En la figura 4 se muestra un esquema que muestra lo indicado anteriormente.

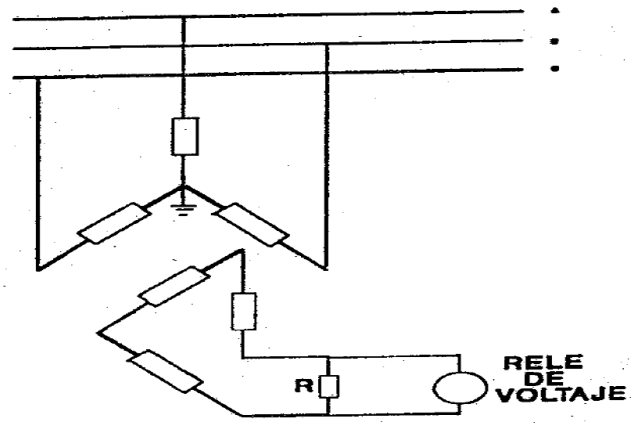


Figura 4. Detección de Tensión Residual

En este esquema y bajo condiciones normales, la tensión que monitorea el relé de protección se aproxima a cero. Cuando ocurre una falla monofásica la tensión puede llegar hasta 3Vo (200 V, de tensión secundaria, en el sistema bajo estudio para el caso de una falla franca a tierra).

Otro sistema utilizado para la detección de fallas a tierra, conocido como sistema de detección de corriente residual se muestra en la figura 5.

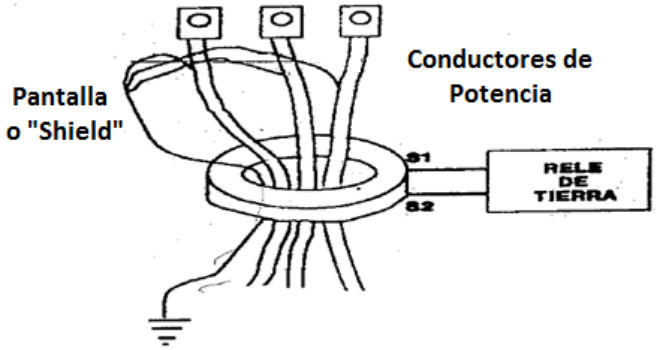


Figura 5. Detección de Corriente Residual

Este esquema permite efectuar la suma vectorial de señales de corrientes inducidas, ya que si el sistema se encuentra balanceado o no existe falla alguna la suma de estas corrientes, inducidas en el toroide, es cero. Si existe falla en alguna de las fases la resultante de la corriente inducida deja de ser cero, apareciendo una

corriente en el secundario del transformador capaz de hacer operar un relé de alta sensibilidad.

En caso de falla, si la conexión se hace tal y como se indica en la figura 5, circula corriente de falla por el shield dentro del conductor que posee igual magnitud pero sentido opuesto a aquella que circula por la pantalla o shield que se pasa dentro del toroide. Esta conexión hace que se anulen las dos corrientes inducidas por la corriente que circula por el shield del conductor, quedando únicamente la corriente que circula por el conductor de potencia, es decir, corriente de falla.

2.1.21 Descripción del Funcionamiento del Relé para Detección de Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado.[5]

El sistema de protección de la empresa, posee dos tipos de relés para la detección de fallas a tierra en sistemas de neutro aislado. A continuación se presenta una breve descripción del funcionamiento de los relés.

2.1.21.1 Relé RSZH

En la ausencia de falla a tierra el sistema de capacitancias distribuidas del cable se encuentra balanceado siendo cero los valores de tensión de secuencia cero y el de la corriente toroidal.

En el caso de una falla monofásica aparece una corriente de secuencia cero, proporcional a la tensión de secuencia cero obtenida del secundario de los potenciales de tierra, en el transformador TH. (Ver figura 6)

La entrada del rectificador “m” posee la suma vectorial de las corrientes Ia y Iy, la entrada del rectificador “a” posee solo la corriente Ia. En caso de una falla del circuito protegido, la corriente que sale del rectificador “m”, Ia+Iy, se adiciona a la corriente que sale del rectificador “a”, Ia, operando el relé bajo esta condición debido a que esta suma supera el valor de ajustes. Si la falla se encuentra ubicada en otro circuito, la entrada del rectificador “m”, Ia-Iy, se adiciona a la corriente que sale del rectificador “a”, no operando en este caso el relé.

La direccionalidad del relé está garantizada en el hecho de que la protección opera siempre y cuando la corriente de operación cumpla con:

$$Iop \geq 2Ia + Iy$$

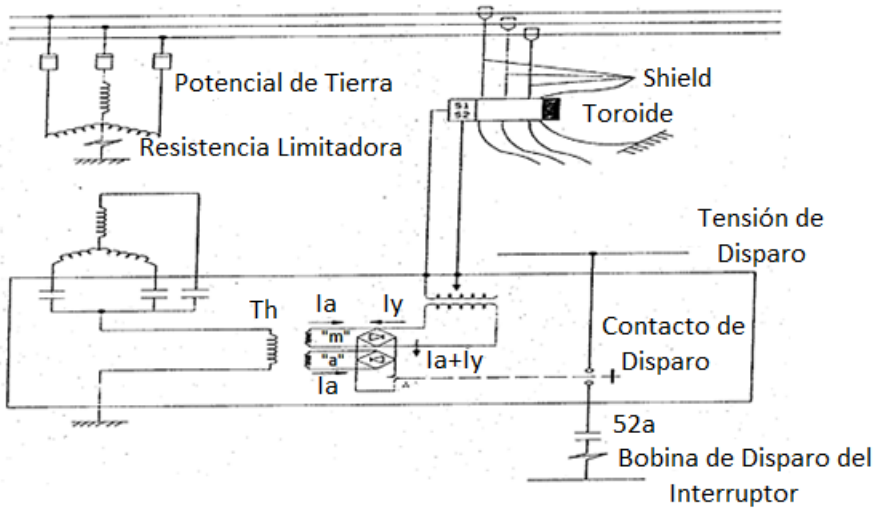


Figura 6. Esquema del Relé de Tierra RSZH

2.1.21.2 Relé CWG

El principio de operación de esté relé, es el mismo que el de un relé direccional que responde a magnitudes de tensión y corriente de secuencia cero. Su sensibilidad es de 1,2 mA.

El par que produce movimiento en el disco en este tipo de relés viene dado por la expresión:

$$T = K * I_0 * V_p * \cos(\theta - \mathrm{T}) - K_2$$

Dónde:

K;K2: Constantes del Relé

T: Torque o par en el disco

Io: Corriente de operación

Vp: Tensión de polarización

ɵ: Angulo entre la tensión y la corriente

T: Angulo de par máximo

Si ocurre una falla en el circuito protegido por el relé, una tensión de secuencia cero aparecerá en los terminales del transformador de tensión la cual junto con la corriente de falla produce un torque resultante que hace girar al disco en la dirección apropiada, produciéndose el disparo del circuito fallado.

En caso de que la falla no se encuentre en el circuito protegido, la corriente de falla de secuencia cero se desfasa en 180° haciendo que el torque resultante, producido por la corriente de falla de secuencia cero y la tensión, induzca en el disco un movimiento en dirección contraria a la operación del relé, no ejecutándose la operación del mismo.

La alta sensibilidad de la protección, lo hace vulnerable a las vibraciones por lo tanto se utiliza un relé de voltaje, tipo CV-8, el cual es un permisivo para la actuación del relé CWG evitándose de esta manera falsos disparos por vibración del relé. En la figura 7 se muestra el esquema del mencionado relé

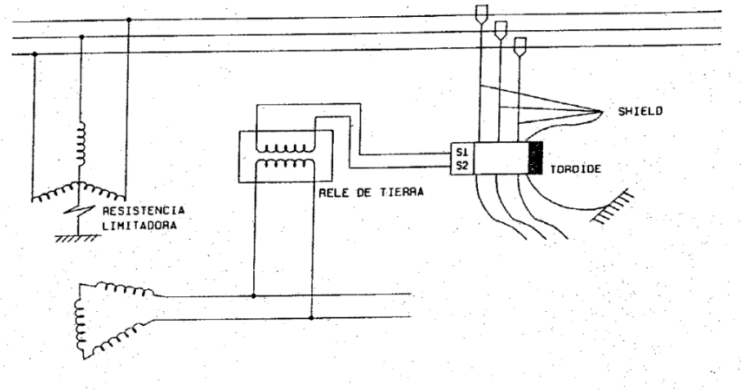


Figura 7. Esquema del Relé de Tierra CWG

2.2 Antecedentes Históricos

Debido a que la vida útil de los equipos de protección en las subestaciones de distribución 30/4,8 kV ya se cumplió, la mala actuación de estos equipos ante las fallas ocurridas se ha incrementado en los últimos años. De dichas fallas se tienen distintos reportes, los cuales se mencionan a continuación:

Tabla 2. Antecedentes de Fallas en las Subestaciones del Sistema

Fecha	**Subestación**	**Circuito**	**Descripción**
25/09/2003 16:02	Catia 30 kV	2	No actua relé de Network y se pierde la barra 1 de la S/E Bella Vista
08/01/2009 05:10	Catia 30 kV	13	Dispara el circuito 13 afectando los transformadores 1 de las subestaciones Artigas y Guarataro, al mismo tiempo ocurre lockout de barra 1 en la S/E Artigas
26/05/2010 04:29	Catia 30 kV	9	El disparo del circuito 9 afecta los transformadores #1 de las subestaciones Artigas y Guarataro. En la S/E Artigas operó el lockout de barra 1
12/07/2010 07:02	Catia 30 kV	9	Afecta los transformadores #1 de las subestaciones Artigas y Guarataro, produciendo Lockout de barra en ambas
15/08/2011 00:46	Catia 30 kV	7	Afecta el transformador #2 de la S/E Pineda y al transformador #1 de la S/E Bella Vista, a la misma hora se produce lockout de barra 1 en la subestación Bella Vista
17/08/2011 20:12	Catia 30 kV	13	Afecta al transformador #2 de la S/E Artigas y el transformador #1 de la S/E Bella Vista. En la S/E Bella Vista ocurre el disparo del principal #2 con actuación de lockout de barra 2

CAPÍTULO III

3 MARCO METODOLÓGICO

El sistema eléctrico de potencia de 30/4,8 kV de CORPOELEC región Capital, es uno de los más antiguos en funcionamiento, por tal motivo alguno de los equipos que conforman dicho sistema no tienen respaldo tecnológico ante daños y reparación. Por tal motivo se adoptó un formato de investigación, descriptiva con inspecciones de campo, observación, registro y pruebas de laboratorio y se analizaron todos los esquemas de protección Network que actualmente están instalados en la región Capital de CORPOELEC, para así poder plantear una posible solución al momento de remplazo de los equipos bajo estudio. A continuación se describe la metodología empleada:

3.1 Recopilación de Información a Través de Planos, Manuales, Instructivos y Trabajos Técnicos Disponibles en la Empresa.

Para la realización del presente trabajo era necesario tomar una muestra representativa de las subestaciones ubicadas en la Región Capital que presentaran esquemas Network y así a través de estas subestaciones en estudio analizar los esquemas de protección y control implementados actualmente, indicando a través de dicho análisis sus características principales, funcionamiento, sus ventajas y desventajas.

En la investigación realizada se encontró que el sistema de 30/4,8 kV de CORPOELEC región Capital (antigua Electricidad de Caracas C.A) está compuesto por siete sistemas en 30 kV, los cuales alimentan a las subestaciones de 4,8kV que se encuentran bajo estudios, por motivos de confidencialidad y seguridad solamente se nombrarán las siete subestaciones de 30 kV indicando el número de subestaciones de

4,8 kV que alimentan, sin especificar cuáles son, dichas subestaciones de 30 kV se presentan a continuación:

3.1.1 S/E Santa Rosa, quién alimenta con 21 circuitos a 18 subestaciones.

3.1.2 S/E Chacao, quién alimenta con 8 circuitos a 15 subestaciones.

3.1.3 S/E Convento, quién alimenta con 14 circuitos a 9 subestaciones.

3.1.4 S/E Catia, quién alimenta con 16 circuitos a 8 subestaciones.

3.1.5 S/E Prado de María, quien alimenta con 7 circuitos a 6 subestaciones.

3.1.6 S/E Bambues, quién alimenta con 6 circuitos a 3 subestaciones.

3.1.7 S/E Guaira, quién alimenta con 5 circuitos a 6 subestaciones.

Estudiando toda la información relacionada a las subestaciones bajo estudio se pudo verificar que sólo existen tres tipos de esquemas Network instalados en CORPOELEC Región Capital, los cuales son General Electric, Westinghouse y Mitsubishi (los modelos se muestran en los anexos II III y IV respectivamente), a continuación en la tabla 3 se presentan cada uno de los esquemas disponibles en cada una de las subestaciones de distribución de 4,8 kV delta-delta de CORPOELEC Región Capital.

Tabla 3. Esquemas Instalados en Cada Subestación de 4,8 kV

SUBESTACIÓN	**ESQUEMA NETWORK INSTALADO**	**CANTIDAD DE ESQUEMAS**
Altamira	General Electric	1
	Westinghouse	1
Ángeles	General Electric	2
	Westinghouse	1
Artigas	General Electric	2
	Westinghouse	1

SUBESTACIÓN	ESQUEMA NETWORK INSTALADO	CANTIDAD DE ESQUEMAS
Avilanes	General Electric	3
Bella Vista	General Electric	2
	Westinghouse	1
Bello Monte	General Electric	2
	Westinghouse	1
Boleíta	General Electric	2
	Westinghouse	1
Cafetal	General Electric	2
	Westinghouse	1
Cañada	General Electric	1
	Westinghouse	2
Caobos	General Electric	1
	Mitsubishi	1
Castan	General Electric	1
Catia	General Electric	2
	Westinghouse	1
Caurimare	General Electric	2
	Westinghouse	2
Chaguaramos	General Electric	4
Colinas de Santa Mónica	General Electric	1
	Westinghouse	2
Colón	General Electric	2
	Westinghouse	2
Dos Caminos	General Electric	2
Escuela Militar	General Electric	1
	Westinghouse	1
Florida	General Electric	2

SUBESTACIÓN	ESQUEMA NETWORK INSTALADO	CANTIDAD
Florida	Westinghouse	1
Guaira	General Electric	3
Guarataro	General Electric	3
Juan Miranda	General Electric	2
	Westinghouse	1
Macaracuay	General Electric	3
	Mitsubishi	1
Marqués	General Electric	2
	Mitsubishi	1
Maury	General Electric	3
	Mitsubishi	1
Mercedes	General Electric	1
	Westinghouse	1
Norte	General Electric	2
	Westinghouse	1
Palos Grandes	General Electric	1
	Westinghouse	2
Petare	Mitsubishi	3
Pinar	General Electric	1
	Westinghouse	2
	Mitsubishi	3
Prados del Este	General Electric	4
Rincón	General Electric	1
	Mitsubishi	2
Rosal	General Electric	3
Ruices	General Electric	3
	Mitsubishi	1

SUBESTACIÓN	ESQUEMA NETWORK INSTALADO	CANTIDAD
Sabana Grande	Westinghouse	2
	Mitsubishi	1
San Agustín	General Electric	1
	Westinghouse	1
	Mitsubishi	1
San Bernardino	General Electric	2
	Westinghouse	1
Santa Mónica	General Electric	1
	Westinghouse	2
Santa Rosa	General Electric	2
Trinidad	General Electric	1
	Westinghouse	2
TOTAL ESQUEMAS NETWORK		129

Teniendo en cuenta esto se procedió a escoger las subestaciones que se iban a visitar para la inspección, por razones de logística, es decir cercanía al centro de servicios el marqués y poca disponibilidad de vehículos pertenecientes a la flota de Corpoelec para el traslado, se escogieron las subestaciones Marqués y Boleíta. Con las inspecciones a estas dos subestaciones se estará cubriendo el 100% de los esquemas instalados, debido a que la primera de estas subestaciones presenta esquemas de Network General Electric y Mitsubishi y la segunda presenta esquemas General Electric y Westinghouse.

Revisión de Planos de los Esquemas de Protección y Control

Como se mencionó en la tabla 3 existen 129 relés de protección en la red de 4,8 kV de CORPOELEC región Capital, los cuales se dividen en: 79 General Electric, 36 Westinghouse y 14 Mitsubishi. En base a la muestra representativa (2 subestaciones) se analizaron los tres tipos de protección, según la tabla 4, en 6

esquemas lo que representa un 4,65% de la población total en CORPOELEC región Capital.

Tabla 4. Muestra Representativa Tomada de la Elaboración de la Investigación

SUBESTACIÓN	**FABRICANTE**			**CANTIDAD**
	GE	**WEST.**	**MITS.**	
Boleíta	2	1	x	3
Marqués	2	X	1	3
Total Relé Master de la Muestra Representativa				6

Continuando con la revisión, se verificaron los 6 esquemas y se observó que por lo menos un relé auxiliar en AC está presente en cada esquema. Los planos indican que cada relé auxiliar tiene características propias de operación en cuando a los valores mínimos y máximos de operación.

Funcionamiento del Sistema de Protección y Control de la Red de Distribución de 4,8 kV de CORPOELEC Región Capital.

En base al levantamiento de información, revisión de planos y lógica de funcionamiento, este sistema de protección y control opera o forma parte del esquema de protección del tramo alimentador-transformador de potencia, y tiene una secuencia de disparo y otra de cierre. En la figura 8 se muestra el diagrama unifilar de la S/E Marqués 30/4,8 kV ubicada en la zona este de Caracas. Para entender la secuencia de disparo y de cierre del esquema de protección de las subestaciones se muestra en la figura 9 el esquema de disparo del interruptor principal, para más detalles el anexo V muestra el esquema de disparo y cierre completo de una subestación de la muestra.

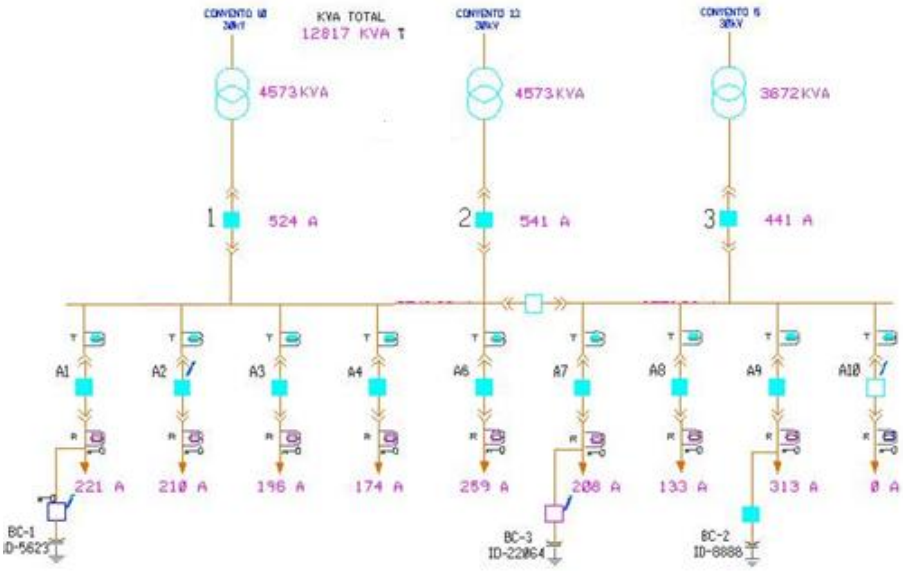


Figura 8. Diagrama Unifilar S/E Marqués 30/4,8 kV

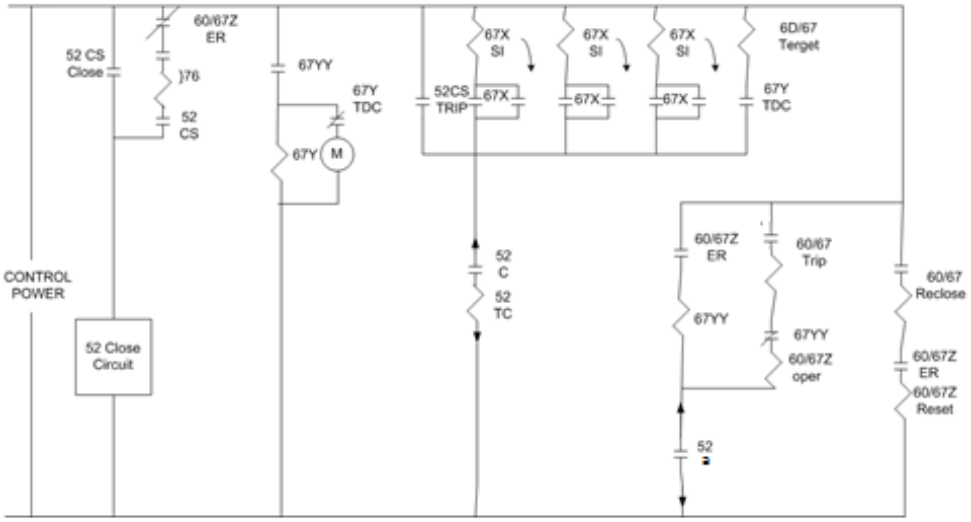


Figura 9. Esquema de Disparo del Interruptor Principal

Secuencia de Disparo

Para entender la secuencia de disparo del sistema de protección del interruptor de las redes de distribución, se clasificó en pasos o líneas de operación.

Nota: antes de comenzar con el análisis de funcionamiento, es necesario aclarar lo siguiente; el relé 60/67Z es bi-estable, es decir dos bobinas de trabajo. Cuando es energizada la bobina 60/67Z/oper (operación) actúan los contactos y permanecen en esta posición sin tensión en la bobina. Los contactos cambian de estado cuando se energiza la bobina 60/67Z/reset (reinicio).

1- Cuando se cierra el contacto TRIP del 60/67 que está en serie con el contacto (NC) 67YY y un contacto 52a, se energiza la bobina operativa del relé 60/67Z/oper

Secuencia de Cierre

1- Cuando se cierra el contacto 60/67 Reclose, que está en serie con el contacto 60/67Z ER, se energiza la bobina de reinicio del relé 60/67Z reset
2- El circuito de cierre del interruptor (52) se completa a través del contacto 60/67Z ER y el 52 CS, cuando el contacto del relé (78) cierra, lo cual depende del ángulo de fases entre los dos extremos del interruptor (compara fase con fase).

3.2 Inspección de las Subestaciones Seleccionadas

Las inspecciones que se realizaron para la elaboración de esta investigación fueron las subestaciones “Marqués” y Boleíta” ya que como se explicó anteriormente estas dos representan el 100% de los esquemas instalados en CORPOELEC región Capital. Debido a que en un momento se presentaba un retraso a la visita de las subestaciones de la muestra, y la empresa debía realizarle pruebas a los relés RSZH en la subestación “Rosal”, se realizó la visita para observar la conexión de los mismos, y observar la realización de las pruebas de campo para corroborar que estos estén enviando la orden de apertura del interruptor bajo condición de falla.

En estas visitas se procedió a observar todos los esquemas de protección, el tipo de conexión de los equipos, conocer el tipo de subestación y realizar las pruebas de disparo a los relés que fueron autorizados y que se encontraban bajo estudio.

3.3 Efectuar Entrevistas al Personal de CORPOELEC para recolectar experiencias

Las pruebas y otras actividades realizadas para este trabajo se ejecutaron siempre junto con personal técnico de la empresa, los cuales fueron explicando distintas situaciones a las cuales han tenido que acudir por distintas fallas en el sistema. Entre estas situaciones se encuentran las fallas del sistema Network, según la información recolectada las subestaciones ubicadas en el oeste de la región capital son las que fallan con más recurrencia. Igualmente explicaron el funcionamiento tanto de los relés utilizados para el esquema Network y el funcionamiento de los relés de tierra. Según las experiencias del personal consultado, las fallas que ocurren a nivel de Network se deben a la antigüedad del sistema, sin embargo la gran mayoría coincide en que a pesar de esto el sistema responde bien y fue muy bien planificado y que incluso los equipos que se han encontrado para un posible remplazo no cumplen con el 100% de las características que tienen el sistema actual, el principal problema del esquema actual es que se necesitan relés auxiliares para así poder tener más salidas de cada uno de los relés y poderlos comunicar entre sí, la desventaja es que este relé auxiliar esta alimentado en AC, lo cual en caso de falla es perjudicial, debido a que en una falla en el sistema la tensión AC se deprime y los relés auxiliares no operan evitando así una correcta actuación del relé o esquema Network. La consecuencia de esta mala actuación es que operará entonces el relé de sobrecorriente principal, el cual se encuentra coordinado con los relés de sobrecorriente de los circuitos de la subestación y, por ende, al actuar el principal se produce un lockout de barra, sacando de servicio la subestación durante el tiempo que se demore la cuadrilla en dirigirse al lugar de la falla y reponer el lockout.

Para el caso de fallas a tierra se recolectaron experiencias para conocer el funcionamiento de los relés RSZH y CWG, según lo que se pudo recolectar y posteriormente verificar con una especie de procedimiento que incluía una

información sobre el funcionamiento del relé, este relé funciona inyectándole una sola corriente, la cual proviene de un toroide, con relación 1000:1 por el cual pasan los tres cables de potencia de cada una de las fases y la salida de dicho toroide es la suma fasorial de esas tres corrientes.

3.4 Verificar y Evaluar Todos los Ajustes de Protecciones Existentes.

Las subestaciones de distribución tienen protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51) en cada uno de los circuitos de distribución, una protección de respaldo para los circuitos, para la barra y para la protección del esquema Network conformada por un relé de sobrecorriente (51) además de esto se tiene la protección del esquema Network para actuar en caso de fallas trifásicas y bifásicas en el alimentador de 30 kV como ya se había mencionado, y así evitar contribución de los transformadores que se encuentren en paralelo, por el hecho de ser subestaciones con neutro aislado (delta-delta), también existe una protección contra fallas a tierra en los alimentadores, en la cual se utiliza un relé que mide la tensión residual o en el otro esquema disponible un relé que censa la corriente residual. La desventaja de estos relés de tierra es que no discrimina en qué fase ocurre la falla, y por lo tanto a la hora de actuar despeja de forma trifásica.

Por tal motivo para la coordinación de protección se debe saber que, para el caso de una falla en uno de los alimentadores de distribución de la subestación el relé de sobrecorriente (50/51) perteneciente al circuito debe actuar de forma instantánea, teniendo como respaldo al “relé principal” sobrecorriente (51) del lado de baja tensión del transformador, ya que en caso de no actuar el instantáneo este deberá despejar dicha falla. Ahora bien, el análisis de este trabajo de investigación se enfocara mas en las protecciones atípicas que poseen este tipo de subestaciones, como lo son la protección Network y la protección contra fallas a tierra, para la primera de ellas se debe saber que el sistema opera bajo tres condiciones de falla o perturbación que son detectadas por tres unidades o funciones de protección, dichas fallas son las siguientes:

- Falla Franca en el Alimentador de 30 kV.
- Desenergización Inadvertida (Pérdida del Alimentador en 30 kV)
- Recirculación de Corriente entre Transformadores en Paralelo.

En el caso de que alguna de esas tres condiciones ocurra en el sistema el relé que debe actuar de forma instantánea es el relé de Network, antes que los de sobrecorriente. En la figura 2 se muestra el diagrama típico de una subestación delta-delta 30/4,8 kV de CORPOELEC región capital y a continuación se explica el motivo de esta coordinación.

Observando el esquema de la figura 2 se observa que para alguna de las fallas mencionadas debe actuar primero el relé de Network antes que los sobrecorriente principales (51) debido a que si esta coordinación no es de esta forma y actuase primero el sobrecorriente principal, se despejaría la barra de 4,8 kV sacando de servicio todos los circuitos asociados a la misma, esto debido a que el relé (51) esta temporizado con los relés (50/51) de los circuitos y al despejar este, el relé de lockout mandara disparo sobre todos los interruptores adyacentes a la barra, y a pesar de que los circuitos pudieran quedar alimentados por el otro transformador que se encuentra en paralelo, esto no ocurrirá.

Como parte de la metodología empleada para el caso de la coordinación es la norma ANSI C37.90-89 (la cual es la que utiliza CORPOELEC Región Capital), con la cual teniendo las curvas de cada uno de los relés, el Dial de Tiempo y calculando un factor múltiplo del tap se obtiene el tiempo para el cual el relé actuara, también por poseer puros relés electromecánicos en las subestaciones de distribución, la actuación entre relés de actuación principal y de respaldo no debe ser menor de 0,4 segundos. La ecuación utilizada para el cálculo del múltiplo del TAP será la siguiente:

$$TM = \frac{Icc}{RTC * TAP}$$

Dónde:

TM: Múltiplo de TAP

Icc: corriente de cortocircuito en el punto de instalación del relé

RTC: relación del transformador de corriente

TAP: es la posición en la cual se ajusta el relé para que actúe

Para el cálculo del TAP, como ya se indicó anteriormente, se tiene:

$$TAP = \frac{1{,}5 * In}{RTC}$$

Donde In es la corriente nominal del conductor del alimentador de distribución, debido a que este trabajo no se enfoca en este tipo de coordinación, sino que solo se está revisando, se está dando por conocido el valor del TAP, debido a que no se tiene información concreta de cada uno de los alimentadores de distribución de las subestaciones para así obtener su corriente nominal. El valor de 1,5 corresponde al 150% de la corriente nominal y es debido al criterio que utiliza la empresa para que el relé no actúe en caso de corriente de arranque en frio, o corriente de "inrush". Y RTC es la relación de transformación del transformador de corriente.

Para el cálculo del tiempo de actuación del relé se tiene entonces, según la norma ANSI C37.90-89:

$$t = M * \left[A + \frac{B}{\left(\frac{Icc}{Ia} - C\right)} + \frac{D}{\left(\frac{Icc}{Ia} - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{Icc}{Ia} - C\right)^3} \right]$$

Ya teniendo todas las ecuaciones que se utilizan para la coordinación de protección, se calculan los valores para cada uno de los relés, sabiendo como ya se mencionó que el tiempo de actuación entre principal y secundario no debe ser menor a 0,4 segundos, en caso de que esto no se cumpla se debe ajustar el TAP a otro valor

para cumplir con dicha condición. Se sabe también que el TAP se debe ajustar de tal manera que no sea muy bajo debido a que se tornara muy sensible y con demasiada sensibilidad, el relé actuará ante cualquier falla del sistema ni tampoco se debe ajustar al máximo TAP debido a que se puede perder la coordinación de los relés entre principal y secundario.

3.5 Revisar Información Con Las Fallas Eléctricas Ocurridas Donde se ha Visto Afectado el Sistema de Protección y Control.

Toda la información referente a las fallas en el sistema de distribución 30/4,8 kV estudiado en este trabajo se encuentra reportada en informes los cuales se encuentran en el centro de servicios el Marqués perteneciente a CORPOELEC región capital, por tal motivo toda esa información se revisó y filtro para reflejar en el presente trabajo la que verdaderamente es de incumbencia para el presente trabajo, es decir, las fallas ocurridas por mala actuación del esquema Network.

3.6 Investigar las Normas y Prácticas de Ingeniería Avaladas a Nivel Nacional e Internacional, Asociadas a la Filosofía de Protecciones Eléctricas en Subestaciones de Distribución Con Neutro Aislado

Después de la revisión de distintas normas nacionales correspondientes a las antiguas filiales de CORPOELEC y revisión de distintos autores internacionales los cuales se encuentran mencionados en los antecedentes metodológicos de este trabajo se procedió a escoger una metodología única para revisar los ajustes de protección realizados actualmente en las subestaciones de CORPOELEC Región Capital y para las posteriores coordinaciones. Se escogió la normativa correspondiente a la antigua filial “La Electricidad de Caracas” la cual es válida debido a que cumple con todos la mayoría de las otras normas y autores internacionales, la forma de coordinación se encuentra explicada en el marco teórico.

3.7 Realizar pruebas y simulaciones que permitan obtener resultados y estos a su vez sirvan para seleccionar los nuevos equipos.

A los distintos relés que se encuentran bajo estudio en este trabajo de investigación se le realizaron pruebas las cuales consistieron en la medición de sensibilidad y rango de actuación mediante un barrido de ángulos para las distintas fallas posibles, tanto monofásica, bifásica y trifásica. Además de esto, se montó una subestación modelo con valores reales en el programa de simulación Power Factory DigSilent 14.1, para así conocer los valores de corriente de cortocircuito para los distintos tipos de fallas posibles.

CAPÍTULO 4

4 RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Análisis de los Esquemas de Protección y Control de los Interruptores de 4,8kV

En las diversas subestaciones de distribución de CORPOELEC región Capital se emplean esquemas de protección y control para la maniobra de interruptores de potencia, tanto para el principal como para los circuitos de salida. Mediante la revisión de la filosofía de protección y control junto a los planos de las subestaciones de la muestra, se observó cuales esquemas emplean relés auxiliares alimentados con corriente alterna y cómo influyen en la operación de tales subestaciones

Tabla 5. Esquemas que Funcionan con Relés Auxiliares en AC

ESQUEMA	**RELÉ AUXILIAR EN AC**
Control del sistema de regulación bajo carga del transformador de potencia	NO
Apertura y cierre del interruptor principal	SI
Apertura y cierre del interruptor de salida	NO

4.1.1 Características del Esquema en el Interruptor Principal

El sistema de apertura y cierre del interruptor principal tiene diversos dispositivos de protección y control para garantizar la operación local (en campo) y vía remota (SCADA). Existen dos modos de operación del interruptor, modo

comandado y no comandado. El modo comandado es cuando se abre o cierra intencionalmente tanto de forma local o remota cuando sea requerido por el centro de operaciones. El modo no comandado solo se ejecuta durante la apertura y es mediante las diversas funciones de protección implementadas en el esquema.

Tabla 6. Modos de Apertura del Interruptor Principal Mediante la Influencia de Relés Auxiliares en AC

APERTURA DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	RELÉ AUXILIAR EN CA
Comando Local	43L	No
Comando Remoto	43R	No
Temperatura del Transformador	49	No
Sobrecorriente Temporizado de Fase	51	No
Baja Tensión	27	No
Bloqueo de Barras	86B	No
Relé Master	60/67	Si
Direccional de Sobrecorriente	67	Si
Temporizador	62	Si

Mediante la recolección de datos se pudo constatar que estos relés auxiliares en corriente alterna fueron implementados en el esquema de protección y control para

multiplicar los contactos auxiliares del interruptor de potencia, ya que estos traían una cantidad limitada de contactos mecánicos para ser usados en los esquemas. Mediante la entrevista al personal con más años en la empresa, los relés auxiliares de CA venían originales junto a la celda de la subestación, ya que para aquel entonces no existían relés auxiliares en corriente continua, sin embargo no se contó con información precisa porque no se tiene documentación al respecto.

La multiplicación de contacto consiste en usar un contacto mecánico del interruptor para energizar un relé auxiliar en CA y de esta forma obtener más contactos, cuya cantidad depende de las especificaciones del mismo y las exigencias o complejidad del esquema.

4.1.2 Desventaja de la Aplicación de Relés Auxiliares en CA en los Esquemas de los Interruptores

Los Relés auxiliares en CA tienen un valor nominal de trabajo según las especificaciones del fabricante, el cual también define valores máximos y mínimos de operación sin que este sufra algún daño. Por ende estos relés son propensos antes las variaciones del voltaje alterno que los alimenta. Entre las causas más comunes se encuentra la depresión transitoria del voltaje cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de potencia, lo cual se agrava con la magnitud y duración del mismo. Este efecto hace que los relés operen erráticamente, o que bajo ciertas condiciones no operen.

4.2 Esquemas de Protección y Control de la Red de Distribución en 4,8 kV.

Tal como fue descrito en las bases teóricas, el sistema de protección y control de los interruptores de la red de distribución se emplea en los sistemas mallados de distribución de CORPOELEC región Capital, con el propósito de proteger y separar a los alimentadores de 30 kV y al transformador de potencia en caso de falla trifásica o bifásica, así como también de proteger al transformador de corrientes circulatorias en caso de pérdida del alimentador de 30 kV.

4.2.1 Características de los Esquemas de Protección y Control de la Red de Distribución en 4,8 kV

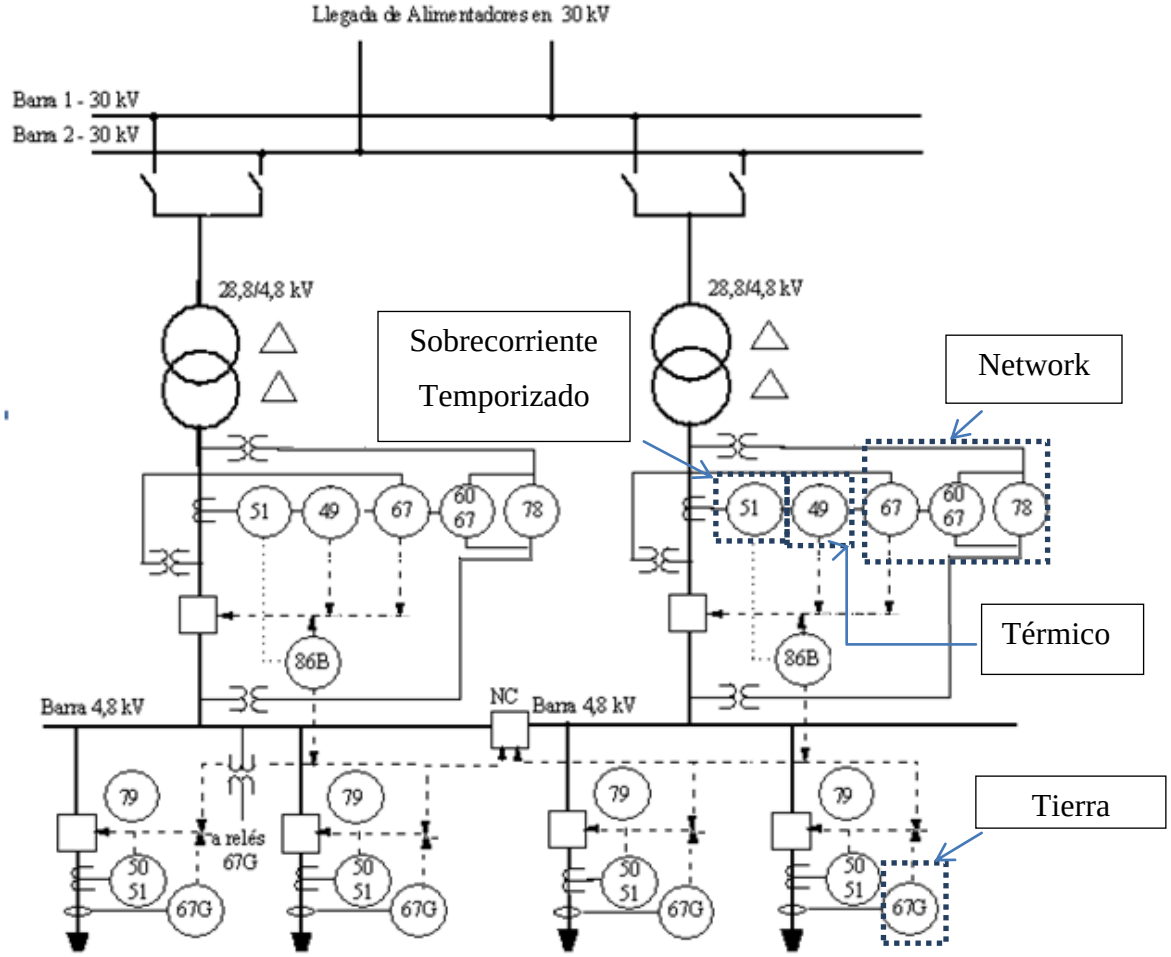


Figura 10. Señalización de las Protecciones

Este sistema opera bajo tres condiciones de falla o perturbación que son detectadas por tres unidades o funciones de protecciones; potencia flujo inverso, sobrecorriente y temporización, la combinación de estas tres unidades es el denominado “Esquema Network” y es quien detecta las tres posibles condiciones de falla o perturbación, las cuales fueron nombradas en el marco metodológico y que se explican a continuación:

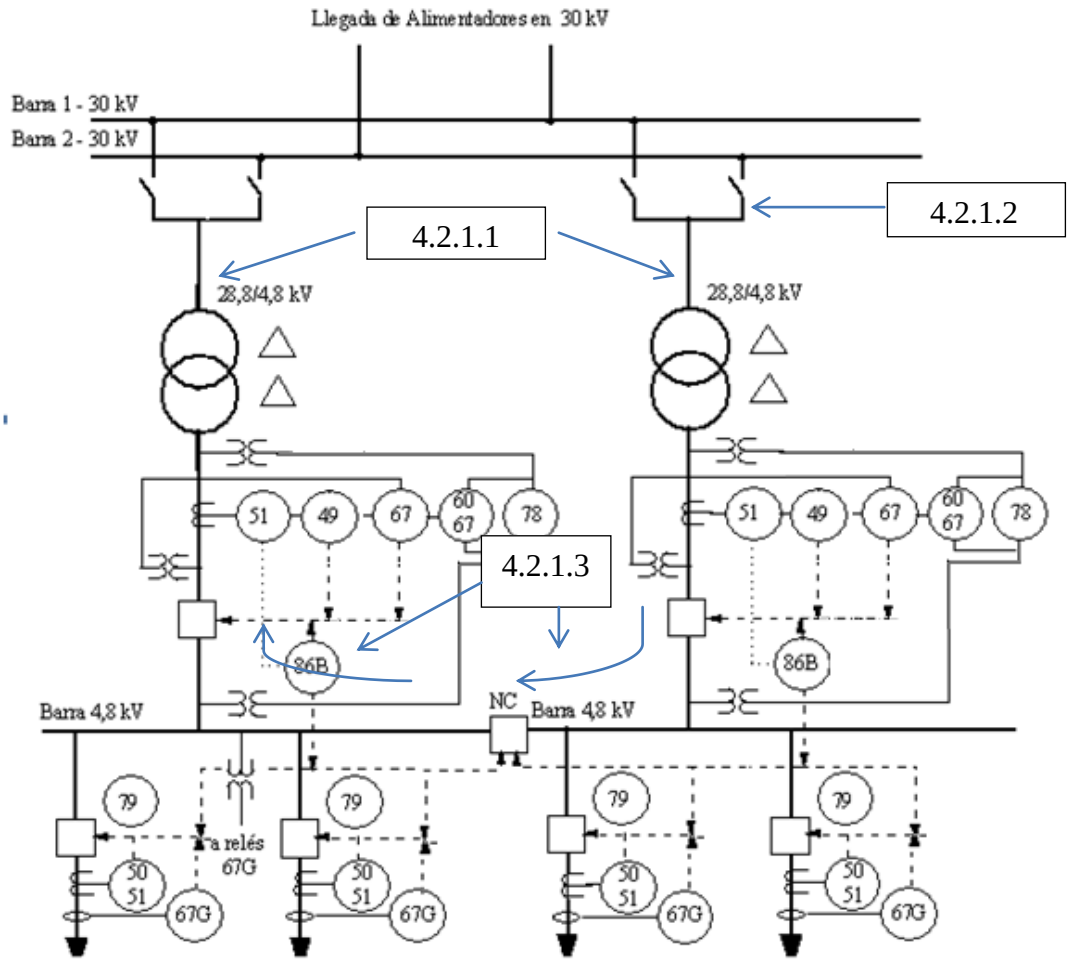


Figura 11. Representación de Cada una de las Condiciones de Falla o Perturbación

4.2.1.1 Falla franca en el alimentador de 30 kV

Si ocurre un cortocircuito trifásico o bifásico en el tramo alimentador de 30 kV, el Network detecta esta condición mediante el flujo inverso, y la sobrecorriente proveniente de la distribución de los transformadores en paralelo.

4.2.1.2 Desenergización inadvertida (Pérdida del alimentador de 30 kV)

Cuando por alguna razón se abre el interruptor del alimentador de 30 kV o en este ocurre una falla del tipo monofásica a tierra o bifásica a tierra, el transformador quedara alimentado en reverso (opera como transformador elevador) y aparece una corriente circulante de magnetización del núcleo en sentido inverso, esta

condición es detectada solo con el flujo inverso que activará un temporizador con disparo retardado del respectivo interruptor principal.

4.2.1.3 Recirculación de corriente entre transformadores en paralelo

Si dos o más transformadores están trabajando en paralelo y a uno de ellos le falla el sistema de regulación bajo carga, comenzará una recirculación de reactivos entre ellos que pudiese generar una corriente inversa prolongada que activaría las protecciones de los esquemas en la red de distribución. Esta condición se detecta sólo con el flujo inverso que igual que en el caso de pérdida del alimentador de 30 kV activaría un temporizador con disparo retardado del respectivo interruptor principal.

4.2.2 Esquemas de Protección General Electric, Westinghouse y Mitsubishi.

4.2.2.1 Esquema General Electric

Los relés auxiliares General Electric emplean el modelo HGA, la bobina esta entre los terminales 5 y 6 a un voltaje de 30 VAC del diagrama de cierre. Mientras tanto, en el diagrama de disparo de 24VDC emplea un contacto de este relé.

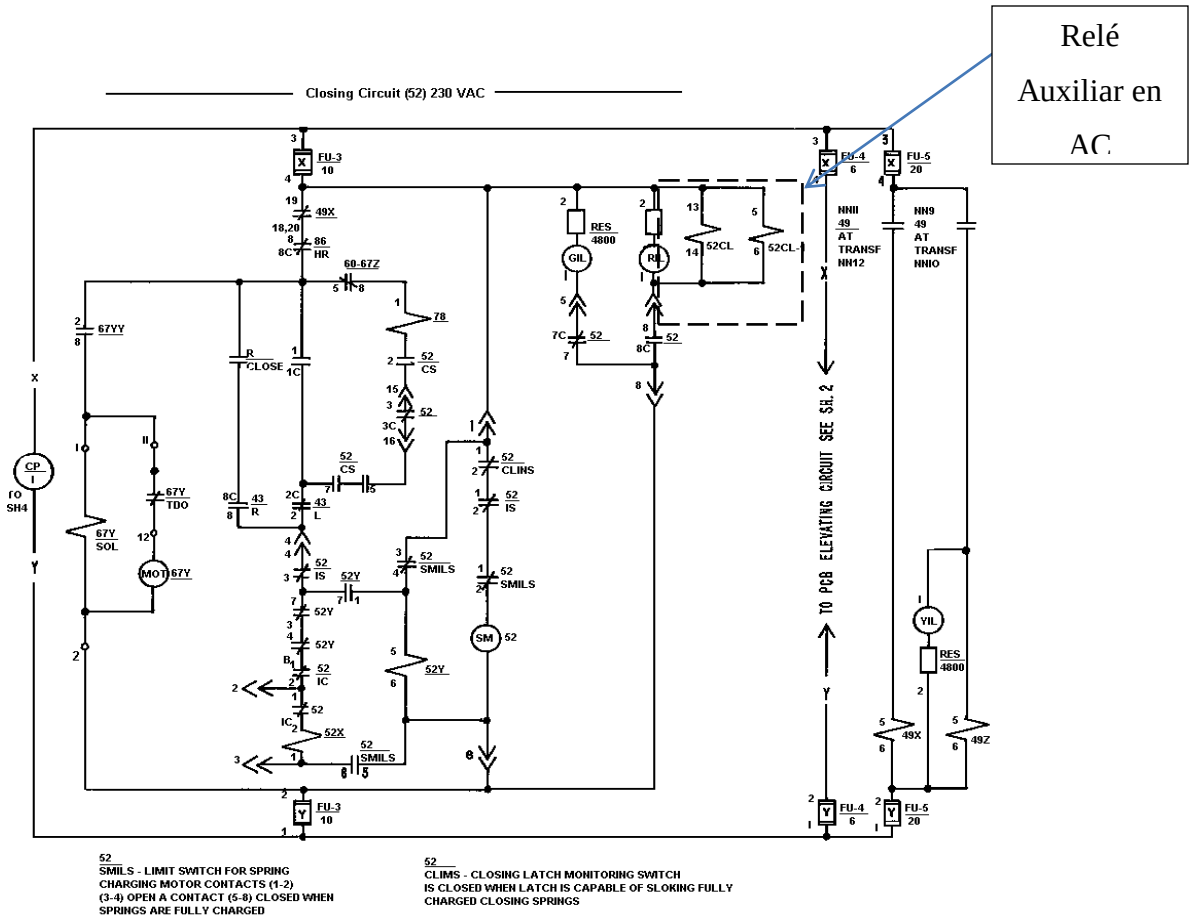


Figura 12. Circuito de Cierre (General Electric)

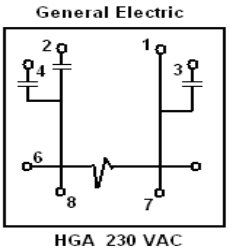


Figura 13. Plano del Relé Auxiliar en AC (HGA)

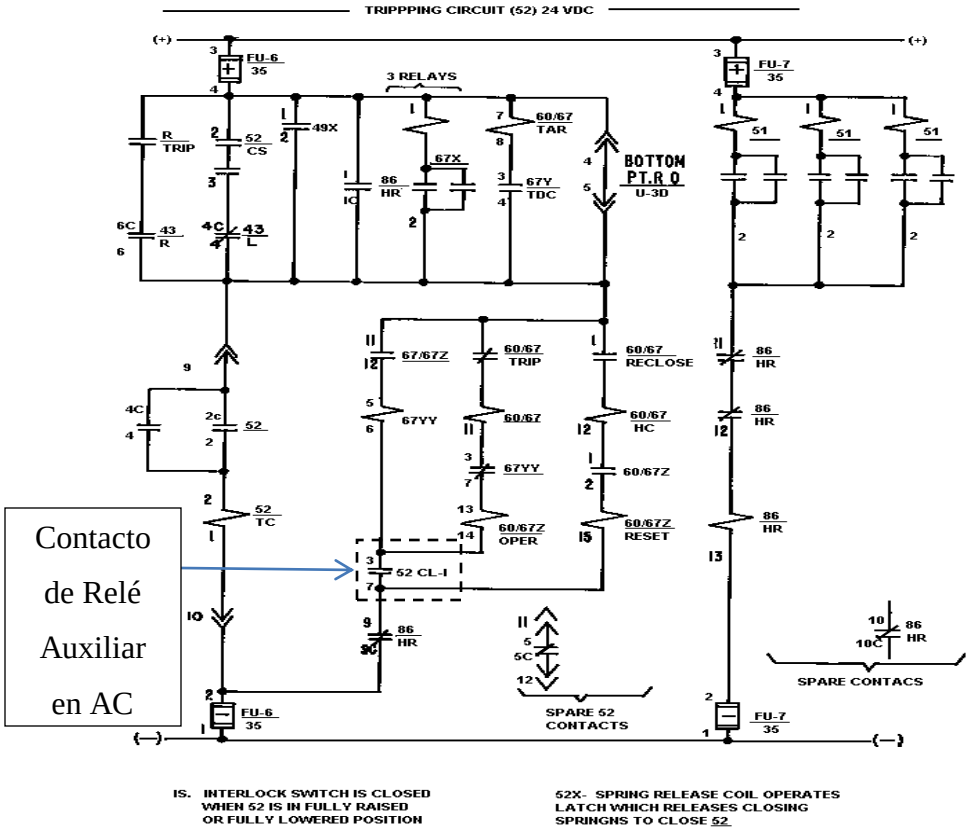


Figura 14. Circuito de Disparo (General Electric)

4.2.2.2 Esquemas Westinghouse y Mitsubishi

Aunque son distintos fabricantes, tanto Westinghouse como Mitsubishi emplean diagramas idénticos para el cierre y la apertura. Los relés auxiliares Westinghouse utilizan el modelo MG6, la bobina esta entre los terminales 11 y 12 a un voltaje de 230 VAC del diagrama de cierre. Mientras tanto, en el diagrama de disparo de 24 VDC emplean un contacto de este relé.

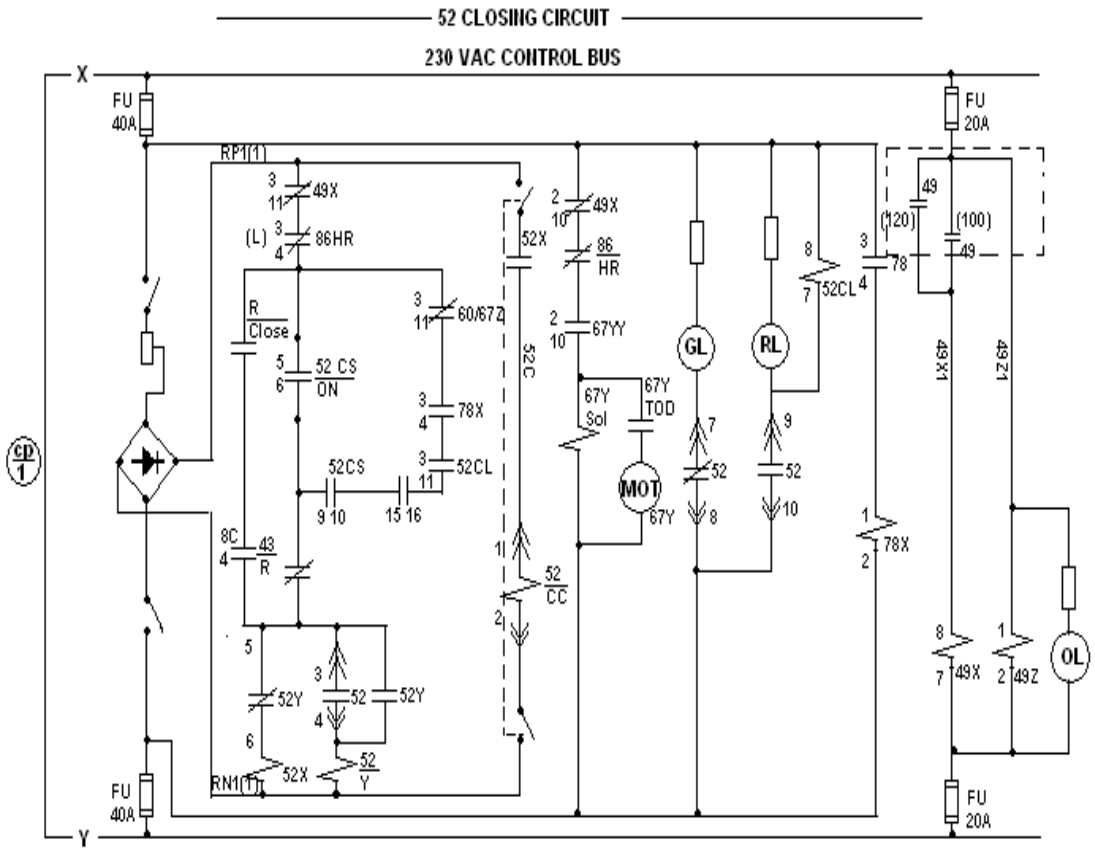


Figura 15. Circuito de Cierre Westinghouse y Mitsubishi

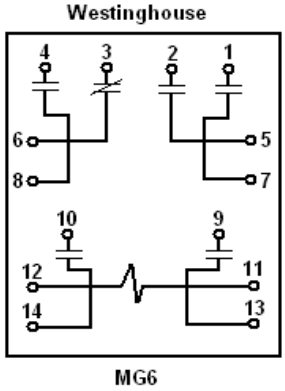


Figura 16. Plano del Relé Auxiliar en AC (MG6)

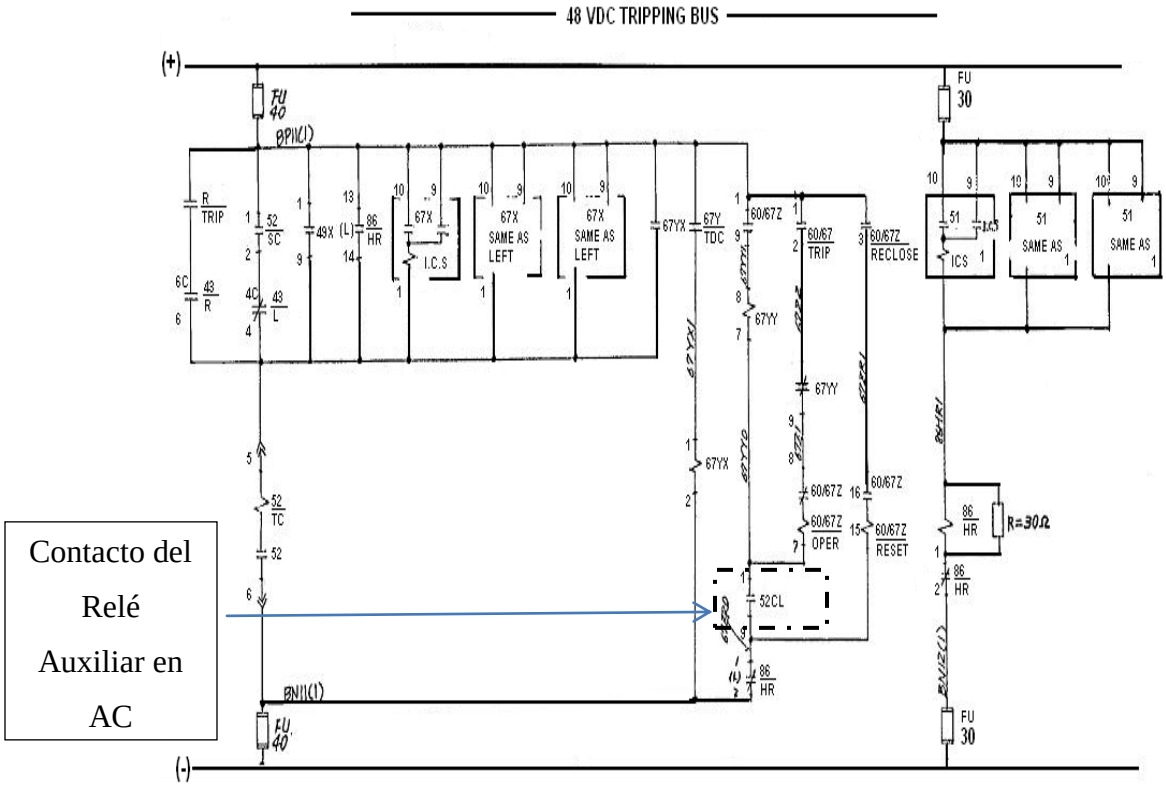


Figura 17. Circuito de Disparo Westinghouse y Mitsubishi

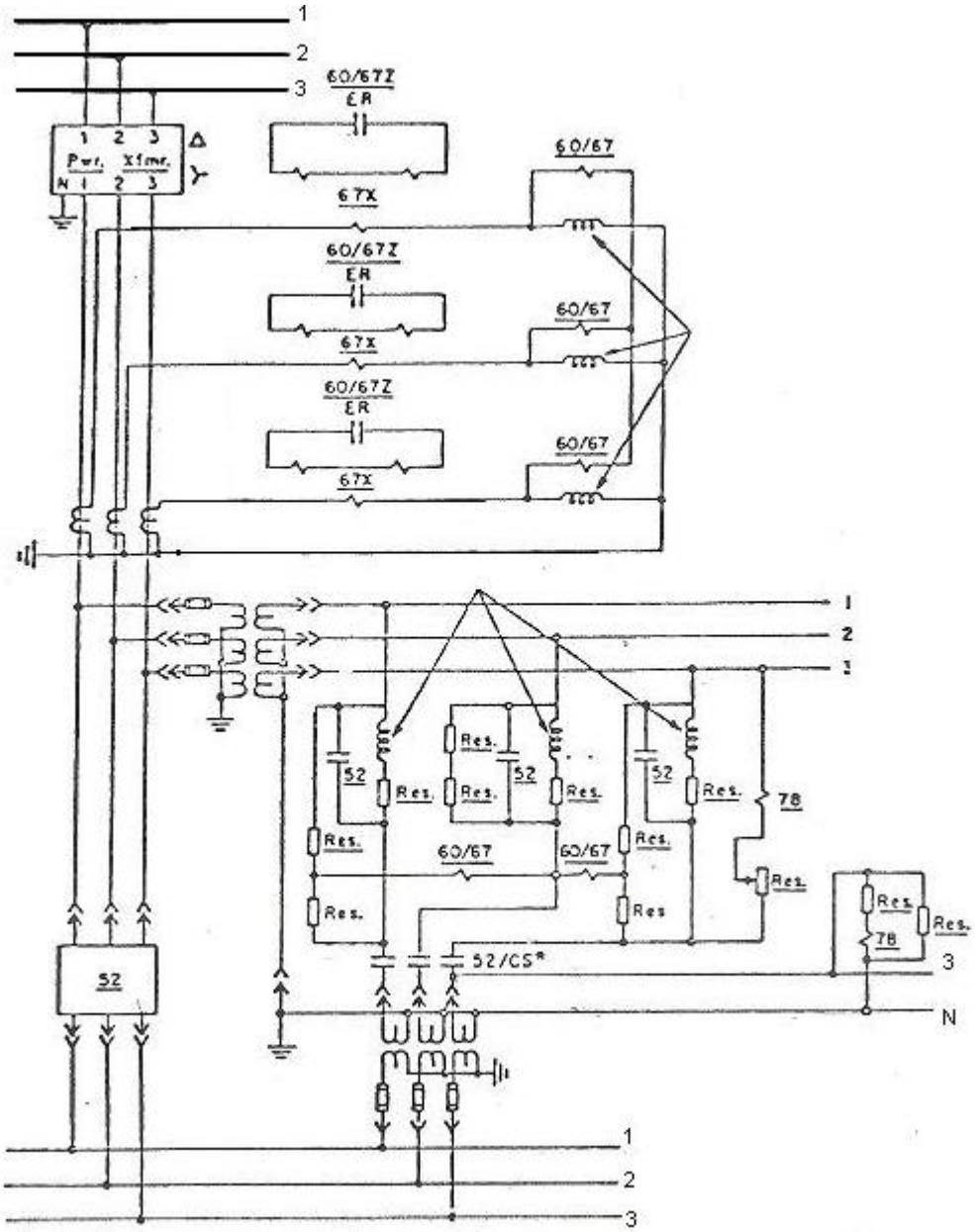


Figura 18. Diagrama Elemental del Funcionamiento de las Protecciones de la Red de Distribución

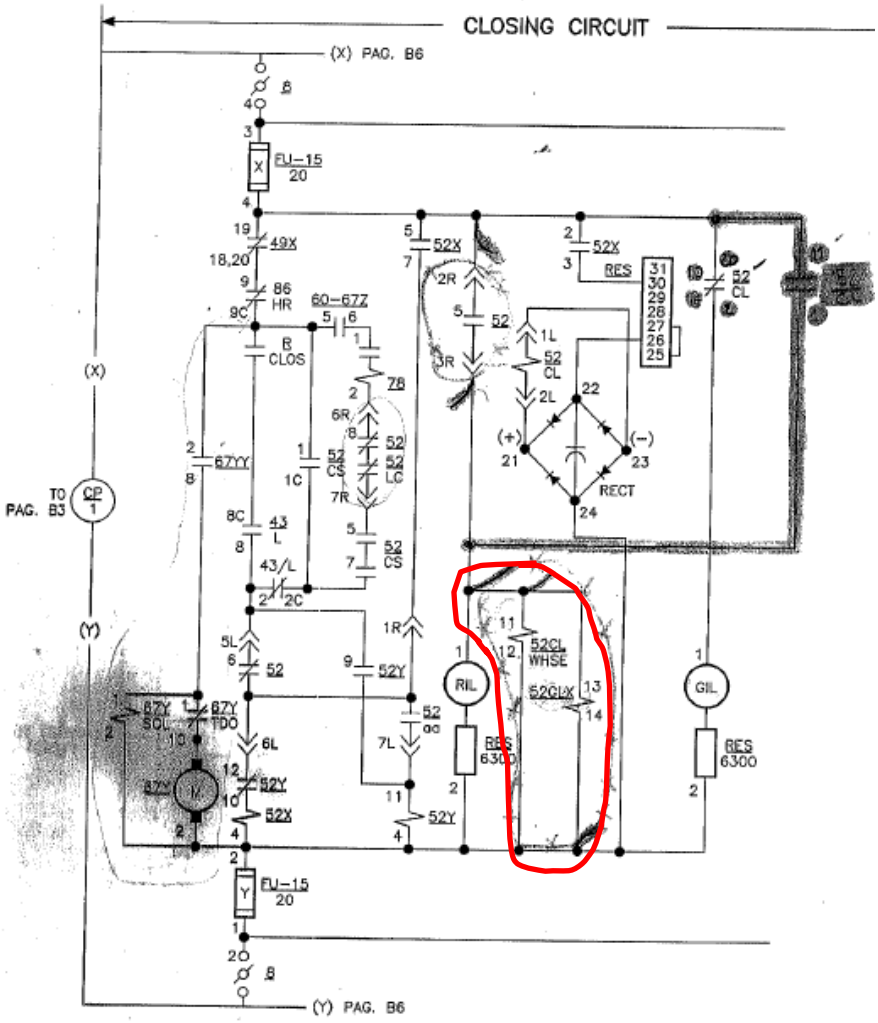


Figura 19. Esquema de Control para el Cierre del Interruptor Principal

En la figura 20 se observa al relé auxiliar 52CL y 52CLX, ambos en paralelo y se alimentan de un contacto mecánico del mismo interruptor (52), esto se hace para multiplicar los contactos. En la figura 4.9 se observa un contacto del relé 52CL en conjunto con el esquema Network (marcado con el color rojo) con el objeto de reiniciar el esquema cuando el interruptor principal abre.

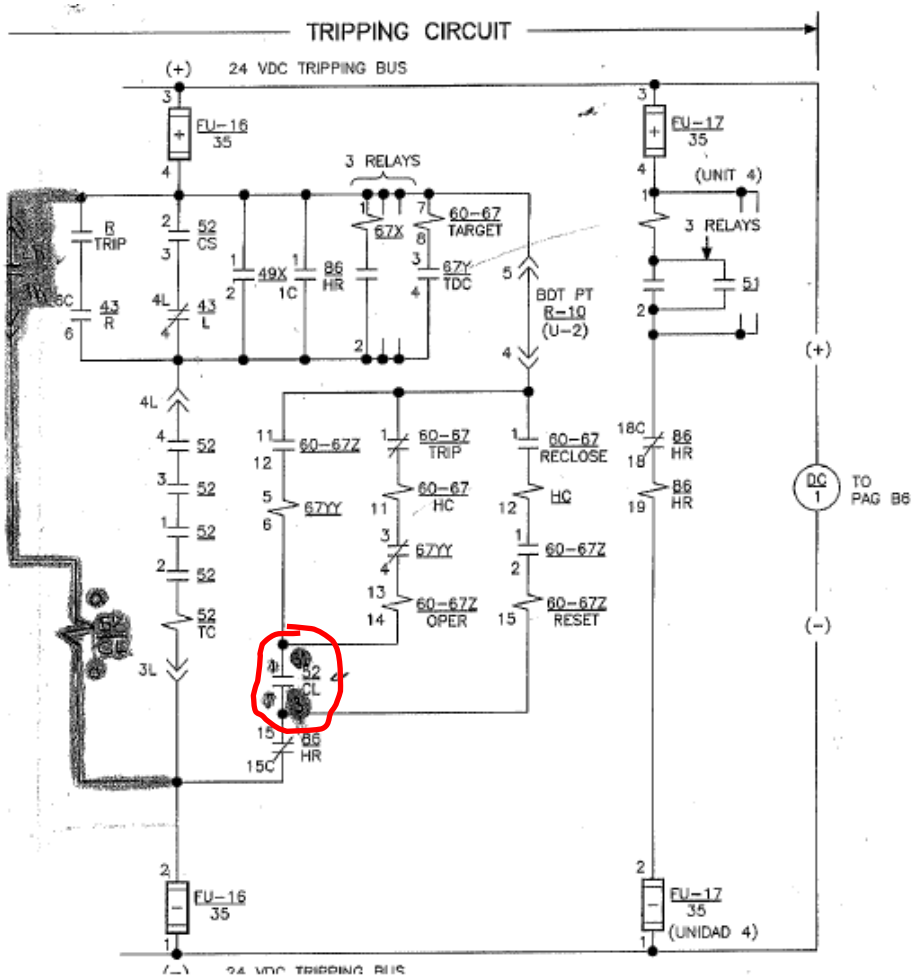


Figura 20. Esquema de Control para la Apertura del Interruptor Principal

El problema radica cuando ocurre la falla, ya que; el voltaje de alimentación del relé 52CL auxiliar se deprime por consecuencia de estar en AC, por tal motivo este se desenergiza y se abre el contacto 52CL ocasionando que el camino de disparo del Network quede interrumpido y por tanto el interruptor principal no actué. Desde el instante que se produce la falla, los relés de sobrecorriente temporizados (instalados en el circuito principal) detectan la condición de cortocircuito, y al no operar el Network, son éstos quienes operan, activando a su vez un lockout de barra que ocasiona la apertura de los circuitos de la barra.

4.2.3 Simulación de los Esquemas de Protección en las Subestaciones de Distribución

Para la realizar estas simulaciones se utilizó el programa Power Factory DigSilent, en dicho programa se realizó el montaje de la subestación Boleíta, la cual pertenece a la muestra, utilizando todos los datos de transformadores, impedancia de los conductores, y los valores reales de la red externa que simula el resto del sistema interconectado nacional. Los datos utilizados para la realización de esta prueba se encuentran en la tabla 7, luego se muestran los resultados obtenidos luego de simular las distintas fallas en el sistema. Para el cálculo de los cortocircuitos se utilizó la norma IEC60609.

Datos Utilizados

Tabla 7. Datos Utilizados Para la Simulación en DigSilent

Elemento	Sk´´ max (MVA)	Ik´´ max (kA)	X/R	Long. (km)	Z(+)=Z(-) (Ω/km)	Z(0) (Ω/km)
Red Externa	1145,959	22,0539	27	-	-	-
Línea	-	-	-	2,6	0,084+i0,12	0,84+i0.82
Línea (1)	-	-	-	2,635	0,14+i0,13	1+i0,57
Línea (2)	-	-	-	5,575	0,14+i0,13	1+i0,57
Línea (3)	-	-	-	0,05	0,14+i0,13	1+i0,57
Línea (4)	-	-	-	0,015	0,14+i0,13	1+i0,57
TX 1 (3MVA)	-	-	-	-	7,98%	-
TX 2 (3MVA)	-	-	-	-	7,56%	-
TX3 (3MVA)	-	-	-	-	7,86%	-
Carga	15 MW					

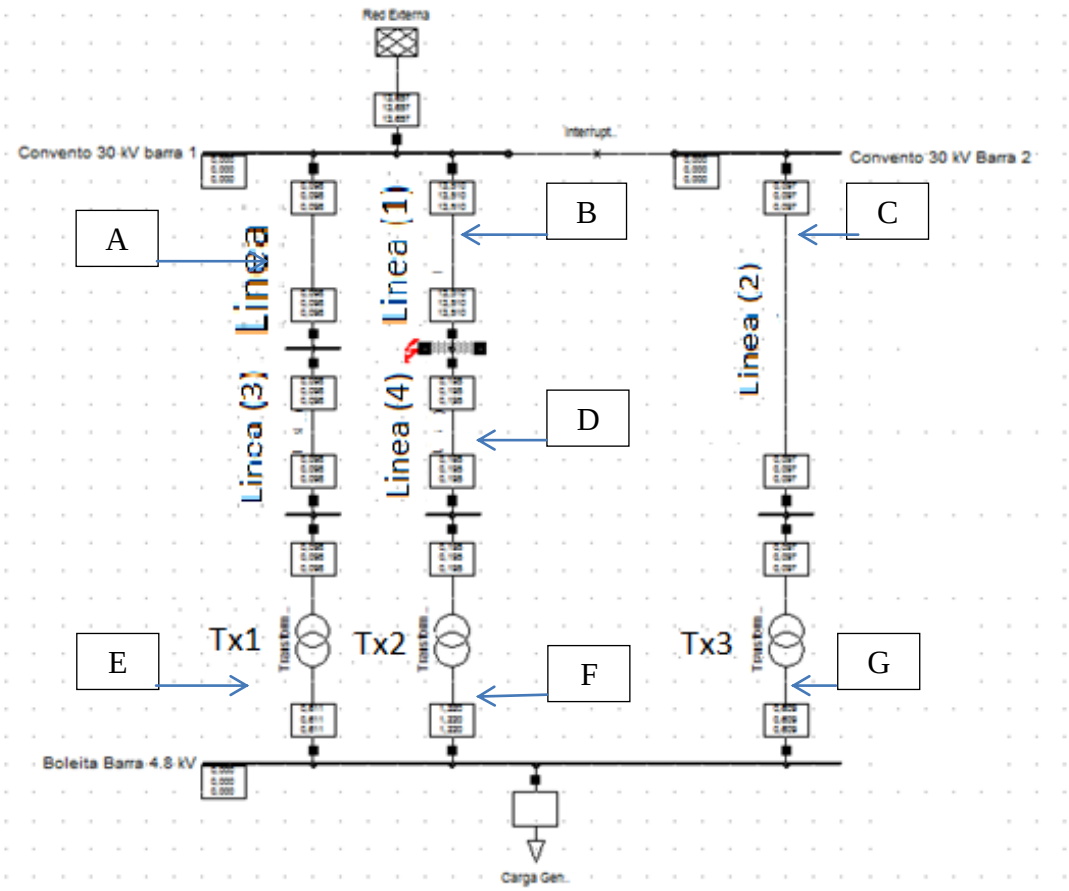


Figura 21. Esquema de la Subestación Boleíta 30/4,8 kV para la Simulación de Fallas

4.2.3.1 Resultados Para Falla Trifásica

Tabla 8. Resultados para Cortocircuito Trifásico

	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
Ubicación Fases	a	b	c	a	b	c
A	5,6	5,6	5,6	0,108	0,108	0,108
B	772,51	772,51	772,51	14,867	14,867	14,867
C	5,58	5,58	5,58	0,107	0,107	0,107
D	11,18	11,18	11,18	0,215	0,215	0,215
E	5,6	5,6	5,6	0,673	0,673	0,673
F	11,18	11,18	11,18	1,345	1,345	1,345
G	5,58	5,58	5,58	0,671	0,671	0,671
Red Ext.	780,21	780,21	780,21	15,015	15,015	15,015

4.2.3.2 Resultados Para Falla Bifásica

Tabla 9. Resultados para Cortocircuito Bifásico

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	0	1,62	1,62	0	0,093	0,093
B	0	223	223	0	12,875	12,875
C	0	1,61	1,61	0	0,093	0,093
D	0	3,23	3,23	0	0,186	0,186
E	0	1,62	1,62	0	0,583	0,583
F	0	3,23	3,23	0	1,164	1,164
G	0	1,61	1,61	0	0,581	0,581
Red Ext.	0	225,23	225,23	0	13,004	13,004

4.2.3.3 Resultados Para Falla Bifásica a Tierra

Tabla 10. Resultados para Falla Bifásica a Tierra

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) /Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	0,28	1,68	1,56	0,016	0,097	0,090
B	0,57	254,65	204,06	0,033	14,702	11,781
C	0,28	1,68	1,55	0,016	0,097	0,090
D	0,57	3,36	3,11	0,033	0,194	0,180
E	0,28	1,68	1,56	0,103	0,608	0,562
F	0,57	3,36	3,11	0,205	1,214	1,123
G	0,28	1,68	1,55	0,102	0,606	0,560
Red Ext.	0	257,27	205,76	0	14,853	11,880

4.2.3.4 Resultados Para Falla Monofásica a Tierra

Tabla 11. Resultados para Falla Monofásica a Tierra

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	0,80	0,40	0,40	0,046	0,023	0,023
B	165,91	0,8	0,8	9,579	0,046	0,046
C	0,80	0,40	0,40	0,046	0,023	0,023
D	1,60	0,80	0,80	0,092	0,046	0,046
E	0,80	0,40	0,40	0,288	0,144	0,144
F	1,60	0,80	0,80	0,576	0,288	0,288
G	0,80	0,4	0,4	0,287	0,144	0,144
Red Ext.	167,01	0	0	9,64	0	0

Tabla 12. Resultados Para Depresión de Tensión en las Barras

Barra	Falla	Tensión Nominal (kV)			Tensión En Falla (kV)		
		A	B	C	A	B	C
Convento 30 kV	Trifásica	30	30	30	12,963	12,963	12,963
	Bifásica	30	30	30	30	19,053	13,842
Boleíta 4,8 kV	Trifásica	4,8	4,8	4,8	1,352	1,352	1,352
	Bifásica	4,8	4,8	4,8	4,8	1,936	1,346

Las tablas 8, 9, 10 y 11 contienen los resultados obtenidos para la simulación de cada una de las distintas fallas que pueden ocurrir en el alimentador de 30 kV, estos resultados fueron verificados con los valores reales que maneja la empresa, encontrando concordancia entre estos, la finalidad de esta simulación era demostrar la contribución del lado de 4,8kV a la falla ya que las protecciones del esquema Network se encuentran en este nivel de tensión, debido a la conexión del transformador (delta-delta) es de esperarse que para el caso de falla monofásica y bifásica a tierra, no exista contribución desde el lado de baja tensión por la aparición

la red de secuencia cero y para el tipo de falla trifásica y bifásica deberá existir una contribución, debido a que la corriente de secuencia cero no aparece en este tipo de fallas, sino que para el primer caso solo existe la secuencia positiva y para el segundo la positiva y negativa. Los puntos de interés en la prueba son el lado de baja tensión (Punto F) y el lado de alta tensión (Punto D) del transformador 2, el cual es el transformador que se tomó como ejemplo para provocar las fallas en su alimentador, así como también el Punto "B" el cual es el que aportará la mayor contribución a la falla.

Observando primero el caso de falla trifásica (Tabla 8) Se observa que la corriente que circula por la rama "B" es de 14,867 kA mientras que por la rama D circulan 0,215 kA. Para el caso de la falla bifásica (Tabla 9), circula una corriente por la rama "B" de 12,875 kA para las fases b y c, mientras que la corriente es nula en la fase a, se esperaría que la corriente de cortocircuito que circula por la rama "D" sea nula, sin embargo se observa que circula una corriente de 0.186 kA por las fases b y c, y una corriente nula en la fase a; la aparición de estas corrientes serán explicadas más adelante. Observando los resultados correspondientes para la falla bifásica a tierra (Tabla 10), se observa una corriente de 0,03 kA en la fase a mientras que las fases falladas b y c presentan una corriente de 14,7 y 11,78 kA respectivamente por la rama B, mientras que en la rama D las fases a, b y c presentan las siguientes magnitudes 0,03 kA, 0,19 kA y 0,18 kA respectivamente. En la falla monofásica se tiene por la rama B una corriente de cortocircuito de 9,58 kA en la fase a, y 0,05 kA en las fase b y c, por la rama D se tiene 0,09 kA en la fase a y 0,05 kA en las fases b y c.

Al analizar los datos mencionados anteriormente se observó que en el caso de las fallas monofásicas y bifásicas a tierra aparece una corriente circulando por las ramas "D" y "F" en vez de ser nulas, luego de estudiar a profundidad ese caso se observó que dicha corriente no es una contribución al cortocircuito, sino un remanente provocado por el propio cortocircuito y que estaría de alguna manera alimentando al transformador para que este a su vez

alimente la carga, mientras que para el caso de la corriente que aparece en esas ramas en las fallas trifásicas y bifásicas a tierras, si son contribuciones; esto se verificó observando los ángulos de cada una de las corrientes para cada una de las fallas.

Con respecto a la tabla 12, se observa la depresión de tensión para los casos de fallas trifásicas y bifásicas en el alimentador de 30 kV, como se puede observar los niveles de tensión durante los eventos se ven deprimidos entre un 59,66% y un 71,96%, a pesar de que el relé se encuentra alimentado con la tensión del lado secundario del transformador de potencial, la relación con la que se deprime el voltaje en ambos lados es la misma, de esta manera se confirma que la no actuación del esquema Network se debe en su mayoría por la depresión de voltaje que alimenta al relé auxiliar en corriente alterna. Ningún relé es capaz de actuar cuando su tensión de alimentación se ha visto deprimida a tales niveles.

Resultados para pérdida del alimentador de 30 kV

La finalidad de esta prueba era demostrar que existe una corriente de magnetización que circula por el transformador cuando este pierde el alimentador de 30 kV y que debe ser despejada por el relé de Network.

Para la realización de esta prueba se programó un evento de “Suicheo” en el Software PowerFactory DigSilent, en el cual se encuentra operando normalmente la subestación y al transcurrir 0.5 segundos se abren los contactos del interruptor de la “Línea(1)” adyacente a la barra “Convento 30 kV” lo que ocasionara una pérdida repentina del alimentador y el transformador quedara alimentado de forma inversa, tal como se muestra en la figura 23, para el caso de la subestación Boleíta que fue la que se tomó como muestra se observa una corriente de 0.01 kA en inverso, que al observar con más detalle, se observa que es de 15.4 A., después de que se abre el interruptor del alimentador a los 0.5 s. Sin embargo debido a que todas las subestaciones presentan transformadores de distinta capacidad y distinta impedancia

el valor de esta corriente puede disminuir o aumentar según el caso, el objetivo de esta prueba fue demostrar que la corriente circula en caso de la pérdida del alimentador

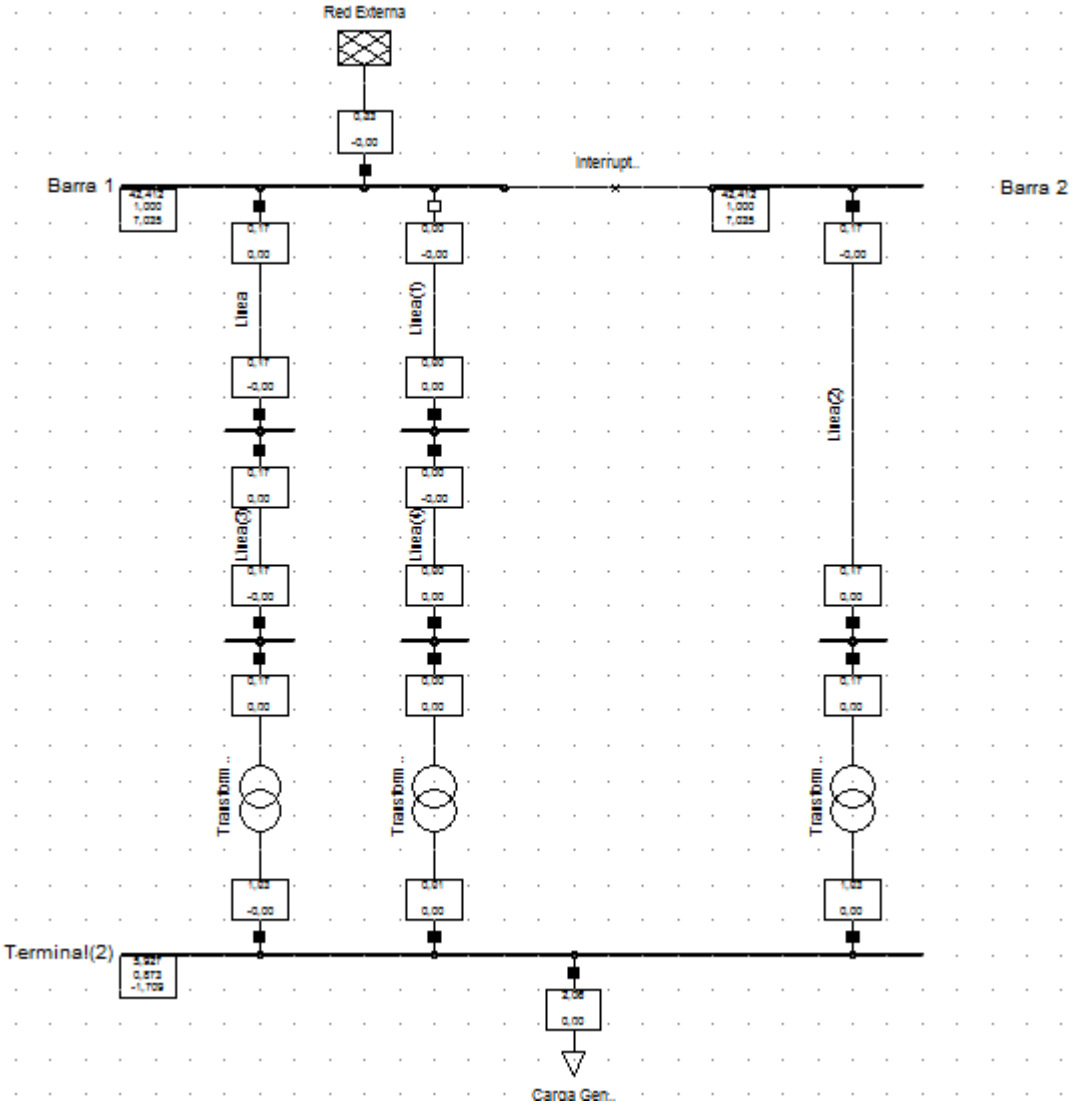


Figura 22. Esquema de la Subestación Boleíta 30/4,8 kV para la Simulación de la Pérdida del Alimentador de 30kV en El Software PowerFactory DigSilent

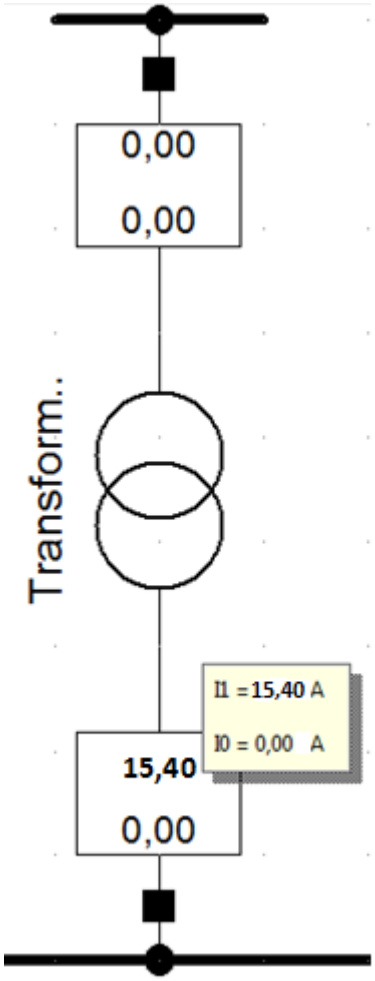


Figura 23. Ampliación del Transformador Bajo Estudio en el Caso de Pérdida del Alimentador de 30 kV.

4.2.3.5 Resultados para Falla de Actuación de Network

Como se mencionó en las bases teóricas, existe la posibilidad de que el relé de Network por su cantidad de años operando o por una falla en la alimentación del relé auxiliar en AC que tiene en su composición, no opere correctamente y no abra el interruptor principal, en caso de que esto ocurra deberá actuar el relé de sobrecorriente temporizado (51) para una corriente de falla mayor a la calculada anteriormente, debido a que el cortocircuito será alimentado solamente por el lado de 4,8 kV porque ya el interruptor asociado al alimentador de 30 kV habrá despejado, en

esta sección se demostrará las corrientes que circularan por el lado de baja tensión para cada una de las fallas en el caso de que el Network no actué. En la Figura 25 se muestra el esquema utilizado para esta prueba.

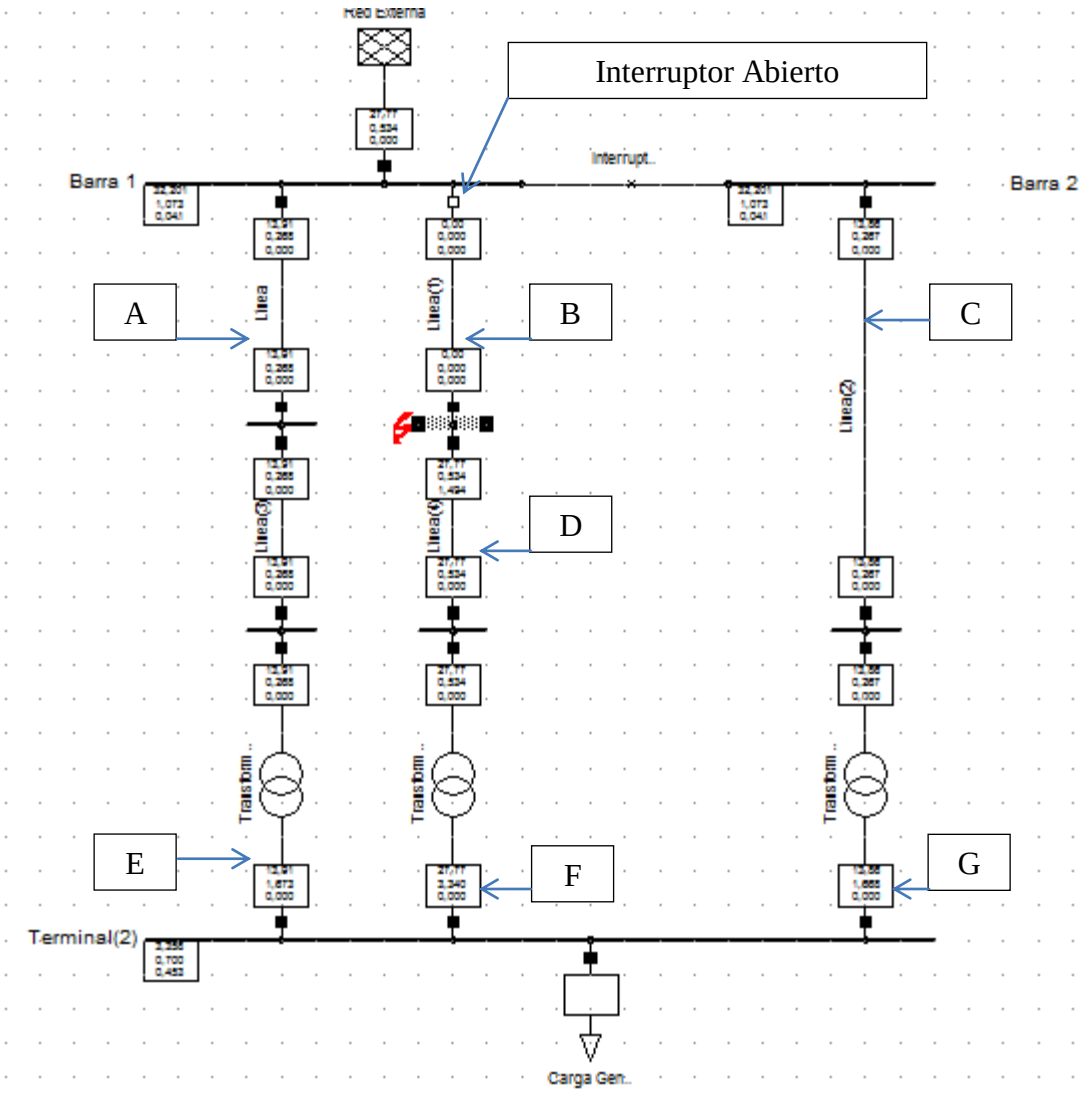


Figura 24. Esquema Utilizado para Simular la No Actuación del Network

La corriente en el lado secundario del TC en el lado de baja tensión del transformador debe ser mayor que el TAP de 4 que tiene ajustado de fábrica el relé de Network, en la tabla 17, se muestra la corriente en el lado secundario para cada una

de las fallas mencionadas anteriormente, así como también para el caso de la corriente de magnetización en caso de pérdida del alimentador de 30 kV, la sensibilidad de los relés de Network según pruebas realizadas es de 5 mA, la relación del transformador de corriente de la subestación Boleíta es de 600/5.

Resultados Falla Trifásica

Tabla 13. Falla Trifásica y No Actuación de Network

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	13,91	13,91	13,91	0,268	0,268	0,268
B	0	0	0	0	0	0
C	13,86	13,86	13,86	0,267	0,267	0,267
D	27,77	27,77	27,77	0,534	0,534	0,534
E	13,91	13,91	13,91	1,673	1,673	1,673
F	27,77	27,77	27,77	3,340	3,340	3,340
G	13.,86	13,86	13,86	1,668	1,668	1,668
Red Ext.	27,77	27,77	27,77	0,534	0,534	0,534

Resultados Falla Bifásica

Tabla 14. Falla Bifásica a Tierra y No Actuación de Network

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	0	0	0	0	0	0
B	0	0	0	0	0	0
C	0	0	0	0	0	0
D	0	0	0	0	0	0
E	0	0	0	0	0	0
F	0	0	0	0	0	0
G	0	0	0	0	0	0
Red Ext.	0	0	0	0	0	0

Resultados Falla Bifásica a Tierra

Tabla 15. Falla Bifásica a Tierra y No Actuación de Network

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	B	c
A	0	4,01	4,01	0	0,232	0,232
B	0	0	0	0	0	0
C	0	4,00	4,00	0	0,231	0,231
D	0	8,.02	8,02	0	0,463	0,463
E	0	0,401	0,401	0	1,449	1,449
F	0	802	8,02	0	2,893	2,893
G	0	4,00	4,00	0	1,444	1,444
Red Ext.	0	8,02	8,02	0	0,463	0,463

Resultados Falla Monofásica a Tierra

Tabla 16. Falla Monofásica a Tierra y No Actuación del Network

Ubicación	Skss (MVA) / Fase			Ikss (kA) / Fase		
	a	b	c	a	b	c
A	0	0	0	0	0	0
B	0	0	0	0	0	0
C	0	0	0	0	0	0
D	0	0	0	0	0	0
E	0	0	0	0	0	0
F	0	0	0	0	0	0
G	0	0	0	0	0	0
Red Ext.	0	0	0	0	0	0

Tabla 17. Valores de las Corrientes en los lados Primarios y Secundarios del TC, Indicando la Protección que debe Actuar

Tipo de Falla	Corriente Lado Primario (A)			Corriente Lado Secundario (A)			Protección que debe Actuar	
	A	B	C	A	B	C	Network	RSC
Trifásica	1345			11.2083			Inst.	Resp.
Bifásica	0	1164	1164	0	9,7	9,7	Temp.	
Bifásica a Tierra	205	1214	1123	1,7	10,11	9,36	Inst.	
Monofásica a Tierra	576	288	288	4,8	2,4	2,4	Temp.	
Pérdida del Alimentador	10			0,0833			Temp.	
Falla de Regulación							Temp.	
Falla Trifásica y No Actuación del Network	3340			27,83				Temp.
Falla Bifásica y No Actuación del Network	0	0	0	0	0	0		Temp.
Falla Bifásica a Tierra y No Actuación del Network	0	802	802	0	6,68	6,68	Temp.	
Falla Monofásica y No Actuación del Network	0	0	0	0	0	0		Temp.

Después de observar todos los datos de la tabla 17 se puede concluir que para cualquier tipo de falla que ocurra en el alimentador de 30 kV la función instantánea del relé de Network actuará, para el caso de pérdida del alimentador y

recirculación de corriente por falla de regulación el Network actuara de forma temporizada, debido a que no supera el TAP de 4 con el cual está ajustado pero si supera su sensibilidad la cual es, como se mencionó anteriormente 4 mA.

4.3 Sensibilidad de los Relés Network General Electric

Debido a que la sensibilidad es uno de los aspectos más resaltantes a la hora de buscar un equipo que pueda sustituir a los instalados actualmente, por tal motivo en el laboratorio de protecciones de CORPOELEC, se le realizaron pruebas a los relés Master de las distintas marcas instaladas en el sistema.

Esta prueba se realizó utilizando un equipo inyector de corriente denominado "DOBLE" utilizando tensiones nominales de alimentación en cada fase, es decir tensiones con modulo de 69 V y unas corrientes de modulo 0.5 A por fase. Para encontrar la sensibilidad se ajustaron los ángulos de las corrientes hasta que se observaba que el contacto TRIP del relé se activava, en este momento el modulo de la tensión se disminuía hasta que el contacto TRIP ya no se encontraba activado, los valores de sensibilidad de este relé se encuentran en la tabla 18.

Tabla 18. Sensibilidad de los Relés del Sistema

Relé	**Sensibilidad**
General Electric	5 mA
Westinghouse	4,5 mA
Mitsubishi	4,5 mA

4.4 Esquema de Detección de Fallas a Tierra

Como se mencionó en las bases teóricas el sistema de distribución de 4,8 kV de CORPOELEC región Capital cuenta con dos esquemas para la detección de fallas a tierras y con dos relés capaces de detectar las pequeñas corrientes que circulan por medio de las capacitancias de los cables al momento de ocurrir una falla. A continuación se explica de forma detallada todo el funcionamiento de los relés utilizados por la empresa y que se obtuvo mediante la investigación de los manuales

de los equipos y la realización de pruebas muy básicas, como la medición de la sensibilidad, y la comprobación de actuación bajo cualquier desbalance del sistema, sin embargo no se detallaron los valores de actuación.

4.4.1 Funcionamiento del Relés RSZH 110 (Modelo en Anexo VI)

El análisis del funcionamiento del relé para diferentes casos de aislamiento será limitado aquí al caso de una red de neutro aislado. La sensibilidad de este relé es de 1,2 mA.

Cuando hay un defecto de aislamiento, el desplazamiento del punto neutra y la tensión homopolar correspondiente son tanto más débiles cuanto la resistencia del defecto sea grande rente a la capacidad homopolar total de la red.

4.4.1.1 Caso de un defecto de aislamiento sobre un cable de salida protegido por el relé.

a) Para un defecto sobre una red muy grande de fuerte capacidad la tensión homopolar es insignificante así como las corrientes proporcionales a esta tensión que alimentan los rectificadores del comparador de módulo; un solo puente de rectificador esta alimentado por la corriente nacida en el toroide, hay una corriente constante dentro del relé detector que actúa en el sentido de disparo.

El punto de arranque del relé entonces puramente amperímetro, es dado por las características del relé y del toroide.

b) Para un defecto de baja resistencia frente a la capacitancia total de la red, una tensión homopolar aparece dando lugar a dos corrientes proporcionales iguales alimentando los dos puente de rectificadores.

Estas dos corrientes iguales solas darían una corriente continua diferencial nula dentro del relé detector.

El puente rectificador que actúa en el sentido motor sobre el relé detector, esta alimentado en este caso por la suma vectorial de la corriente nacida de la tensión

homopolar y de la corriente residual vista por el toroide sobre la salida del cable. La corriente resultante de la alimentación del rectificador “motor” por ser superior a la corriente de alimentación del rectificador “antagonista” hace que el relé detector cierre el contacto de disparo desde el valor de arranque que la corriente residual mencionada por las características del relé y del toroide.

4.4.1.2 Caso de un defecto de aislamiento en un punto de la red exterior, a la salida del cable protegido por el relé.

La corriente vista por el toroide y por el relé es entonces proporcional a la tensión homopolar generada por el defecto de aislamiento y a la capacitancia de la salida del cable.

El sentido de la corriente residual por “raport” a la tensión homopolar en estos casos de defecto exterior (o amont) esta entonces opuesta al sentido relativo de estos valores dentro del caso precedente del defecto interior.

La corriente resultante que alimenta el rectificador “motor” no es entonces la suma, como en el caso precedente, sino la diferencia de la corriente residual nacida del TOROIDE y de la corriente proporcional a la tensión homopolar. Estas corrientes, ambas proporcionales a la tensión homopolar, están igualmente proporcionales respectivamente, una a la capacidad homopolar del cable de salida y la otra a una capacidad interna del relé.

La relación de estas corrientes es pues proporcional a la relación de la capacidad homopolar de salida a las capacidades de referencia internas del relé.

Si se analiza el comportamiento del relé para un valor creciente de la capacidad de salida desde cero hasta un valor límite a determinar, se encuentran las etapas siguientes:

a) Para una capacidad nula, la corriente residual vista por los TOROIDES es nula y el comparador a rectificadores alimentado por dos corrientes iguales nacidas de la tensión produce una corriente nula dentro del relé.

b) Para una capacidad creciente de salida, la corriente residual creciente se sustrae de la corriente nacida de la tensión en la entrada del rectificador motor y la corriente que alimenta el relé es negativa.

c) Es necesario llegar hasta un valor de capacidad de salida tal, que la corriente residual en la entrada del rectificador motor sea el doble de la corriente abastecida por la tensión para que el comparador este de nuevo en equilibrio y que la corriente dentro del relé sea nula.

d) Para todo valor superior a la capacidad de salida, la corriente del rectificador "motor" vendría a ser preponderante y el relé dispararía intempestivamente.

Existe entonces un valor máximo de la capacidad de salida por encima de aquel en que el relé no fuere de funcionamiento selectivo.

4.5 Revisión de la Coordinación de Protecciones

Todos los datos que se necesitaron para la revisión de la coordinación de protecciones fueron suministrados por la unidad de protección, supervisión y control del centro de transmisión Capital de CORPOELEC y se encuentran en el ANEXO VII

4.5.1 Subestación El Marqués

CTO 1:

ICC: 13393, TAP: 8, TL: 2, INST:30, RTC:400/5

$$TM = \frac{ICC}{RTC * TAP} = \frac{13393}{\frac{400}{5} * 8} = 20{,}9$$

Debido a que el relé de este circuito es marca General Electric modelo IAC53, al utilizar su curva característica, la cual se encuentra en un programa en Microsoft Excel se tiene:

$$TOP = 0{,}24\ s.$$

Tabla 19. Revisión de la Coordinación de Protecciones Circuitos S/E Marqués

Circuito	Icc (A)	TAP	TL	Inst.	TM	TOP (s.)
1	13393	8	2	30	20,9	0,24
2	13393	6	2	30	18,6	0,25
3	13393	5	2	30	18,6	0,23
4	7614	8	2	30	11,9	0,26

RELES PRINCIPALES (51)

PPAL 1:

ICC: 6646, TAP: 6, TL: 2,5, RTC: 1200/5

$$TM = \frac{ICC}{RTC * TAP} = \frac{6646}{\frac{1200}{5} * 6} = 4{,}6$$

Debido a que este relé es marca General Electric modelo IAC53, al utilizar su curva característica se tiene:

$$TOP = 0{,}74 seg.$$

Tabla 20. Revisión de Coordinación de Protecciones Principales S/E Marqués

Circuito	Icc (A)	TAP	TL	TM	TOP (s.)
PPAL 1	6646	6	2,5	4,6	0,74
PPAL 2	6747	6	2,5	4,7	0,72
PPAL 3	7614	6	2,5	5,3	0,80

4.5.2 Subestación Boleíta.

COORDINACIÓN DEFINITIVA DE FASE

Corriente de falla FFF en AMPS (TRF´S 1-2-3): 12986

Relés Circuitos (50/51)

CTO PATRON 1: A1-A2-A3

CTO PATRON 2: A4-A5-A6

Tabla 21. Revisión de la Coordinación de Protecciones Circuitos S/E Boleíta

Circuito	Icc (A)	TAP	TL	Inst.	TM	TOP (s.)
1	12986	10	2,5	40	21,6	0,29
2	12986	8	2	30	20,3	0,24

RELES PRINCIPALES (51)

Tabla 22. Revisión de Coordinación de Protecciones Principales S/E Boleíta

Circuito	Icc (A)	TAP	TL	TM	TOP (s.)
PPAL 1	4229	6	3,5	5,9	0,79
PPAL 2	4293	6	3,5	6	0,75
PPAL 3	4464	6	4	6,2	0,79

Después del cálculo de la coordinación se comparó con la que se encuentra actualmente, la coordinación actual se encuentra en el anexo VIII y IX respectivamente.

4.6 Propuestas para el Reemplazo de los Equipos Instalados Actualmente

Luego de estudiar la totalidad del sistema de distribución 30/4,8 kV y conocer las debilidades del sistema se pueden recomendar los siguientes puntos:

Para corto plazo la principal recomendación en sustituir los relés auxiliares en AC, debido a que como se mencionó en la investigación, la alimentación de estos relés se ve afectada al momento de ocurrir una falla, lo que causa la no actuación del mismo, por relés auxiliares en DC para asegurar el correcto funcionamiento del esquema Network

La sustitución de los relés de Network debe realizarse, sin embargo en el mercado actual no se encuentran relés numéricos lo suficientemente sensibles como para asegurar que funcionen igual o mejor que los instalados actualmente, entre el mercado actual de productos se tiene:

Protección Marca Eaton Cutler-Hammer

MPCV Network Protector Relay (No hay información de precio) [7]

En el año 2010, se planeó realizar pruebas de valoración en las instalaciones del laboratorio de protecciones de Corpoelec al tipo de protección mencionada y se puede mencionar lo siguiente:

- Es un equipo para protección de bancos de distribución instalados en sótanos.

- El relé requiere un módulo particular de pruebas para realizar pruebas; que solo se justifica para el mantenimiento del mismo y no para su prueba de valoración de normalización. Se trató de realizar pruebas con los equipos del laboratorio, pero no se lograron resultados satisfactorios.

Protección Marca Schweitzer Engineering Lab.

SEL 351 ($ 2380,00) [8]

A comienzos del año 2011, se analizaron las funcionalidades de este equipo que conjugan con los requerimientos del esquema de protección por Spot Network, a saber: inversión de potencia activa de baja magnitud, cierre supervisado por tensión de barra y entrada, elemento de sobrecorriente direccional.

De los resultados de las pruebas se determinó que no supera en sensibilidad a los relés electromecánicos. Y esto es debido a que esta protección está diseñada para protección de alimentadores (fedeer). Por lo cual no se continuo con la evaluación.

SEL-632-1 Network Protector Relay ($ 2900,00) [8]

Esta es una protección diseñada por la empresa SEL para sustituir a los relés Network marca Westinghouse instalados en los Protectores de Red de Distribución.

De acuerdo a la lectura de los manuales del equipo fue diseñado con la protección de inversión de potencia activa sensible a la magnetizante del transformador y además el cierre supervisado por las tensiones. No posee las funciones sobrecorriente direccional lo que implicaría un relé adicional, agregando costo.

Propuesta Relé Schweitzer Engineering Lab Multifuncion 751. ($ 1750,00)

Se plantea una propuesta, la cual se realizó en conjunto entre el personal de CORPOELEC y el tesista, que asegura el correcto funcionamiento ante cualquier tipo de fallas que se pueda presentar en el sistema y que además se encuentra en los almacenes de CORPOELEC, y consta de la sustitución de todo el esquema de Network por un relé de potencia inversa (32), un relé de sobrecorriente instantáneo (50) y un relé temporizado (62), conectados de tal manera que asegure una actuación instantánea para el caso de fallas en el alimentador o una actuación temporizada en caso de recirculación de corriente. Además con esta propuesta se cumple con los requerimientos de sensibilidad, seguridad y selectividad con el que se cuenta actualmente en el sistema, incluso en el caso de sustituir la totalidad de los relés de Network instalados en la red de distribución de Corpoelec región Capital se recomienda sea sustituido por esta propuesta, debido a que simplifica muchísimo el esquema actual y cualquier otro esquema de Network que se encuentre en el mercado, sobre todo por la cantidad de funciones que no se utilizan actualmente.

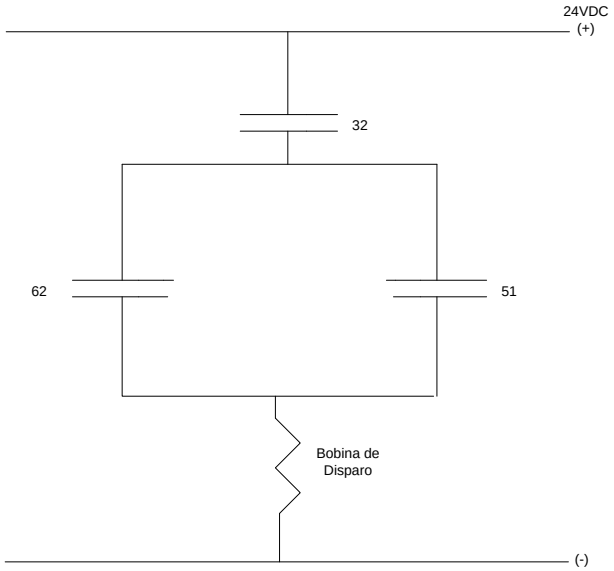


Figura 25. Esquema de Propuesta

Tabla 23. Cuadro Comparativo de Propuestas

Marca	Valido	Funciones (50/51/32/62)	Sensibilidad
Eaton Cuttler-Hammer	Solo Sótanos	N.A	N.A
SEL 351	Si	Todas	No Cumple
SEL 362-1	Si	No tiene Sobrecorriente	N.A
SEL 751	Si	Todas	Cumple

Tomando en cuenta los precios de referencia encontrados en las páginas de los fabricantes y observando el cuadro comparativo de la tabla 23, se llega a la conclusión de que es más factible la propuesta del autor, tanto por las funciones como por los costos, debido a que un relé marca Schweitzer Engineering Lab modelo 751 cumple con todas las funciones necesarias actualmente para la protección de Network y tiene un costo de $ 1750,00 [8]. La hoja de especificaciones del mencionado relé se encuentra en el ANEXO X.

Para el caso de los relés de tierra, se encontraron distintos equipos que se mencionan a continuación:

Schweitzer Engineering Lab. SEL 751

Es un relé multifunción de la empresa Scheitzer Engineering Lab, es ideal para aplicaciones de sobrecorriente direccional, localización de fallas, detección de arco voltaico y detección de fallas de alta impedancia. Por ser un relé multifunción, se observa en su manual que cumple con la función 67-G, la cual es la misma que cumplen los relés actualmente instalados en las subestaciones de CORPOELEC región Capital, sin embargo se observa que su sensibilidad es de 5 mA, su hoja de daos se encuentra en el ANEXO X.

Arteche. Arteche Smart P500

Es un relé de protección multifunción con tecnología digital, que permite realizar funciones de protección, control, medición y comunicación de sistemas eléctricos. Pueden utilizarse como elementos autónomos o integrados dentro de un sistema. Disponen de múltiples posibilidades para realizar su configuración y exploración de datos, registro de eventos, fallas y análisis oscilográfico. Sin embargo la sensibilidad de este modelo también es de 5 mA. En el ANEXO XI se encuentra la hoja de datos de este modelo.

Propuesta

Debido a que los modelos disponibles actualmente en el mercado tienen una sensibilidad de 5 mA y la sensibilidad del equipo que se encuentra actualmente instalado es de 1 mA, la recomendación planteada es la de realizar un trabajo de investigación, o TESIS de un Ingeniero Electrónico capaz de actualizar la tecnología electrónica básica, la cual data de aproximadamente los años 70, en una tecnología moderna y que siga cumpliendo las mismas especificaciones, en el ANEXO XII se muestra un diagrama levantado en la empresa del diagrama interno del Relé Schlumberger RSZH que se encuentra actualmente instalado.

CONCLUSIONES

Se realizó un levantamiento de las subestaciones de CORPOELEC región Capital, llegando a la conclusión que estudiando sólo dos subestaciones de la totalidad del sistema, es decir solo un 4,87% se podría conocer el funcionamiento de todas y cada una de las subestaciones de 30/4,8 kV delta-delta. Como ya se había mencionado el sistema de protección y control que se estudió en este trabajo es uno de los más viejos que se encuentran instalados en CORPOELEC, luego de analizar toda la información recolectada, realizar diferentes pruebas de laboratorio y simulaciones a las subestaciones seleccionadas se llega a varias conclusiones.

La primera de ella es que el problema actual confiabilidad del Network se debe a la no actuación, debido a depresión del voltaje de alimentación del relé auxiliar que se encarga de mantener el camino de disparo cerrado, sin embargo en caso de que esto se pudiera solventar o para los casos en los que la depresión de voltaje no es significativa, el relé de Network ha actuado correctamente a pesar de tener más de 50 años en servicio, la principal ventaja de este relé es la sensibilidad la cual se encuentra alrededor de los 5 mA, insuperable actualmente por cualquiera de los relés numéricos encontrados.

La segunda es que a pesar de que en los casos de que el relé de Network actúa correctamente, el esquema completo de Network instalado en las subestaciones de CORPOELEC región Capital se encuentra actualmente obsoleto, debido a que no se usa en su totalidad por el avance de la tecnología, por ejemplo toda la rama de recierre de dicho esquema se encuentra desactivada, ya que actualmente esta operación se realiza de forma remota, así como también la función temporizada, se realiza por medio de un motor energizado en AC a que era la tecnología disponible al momento de instalación del Network, para el caso de sobrecarga en un transformador, la temperatura de estos transformadores se encuentra monitoreada por el Despacho de

Carga, enviando el disparo de forma remota a través de SCADA, en caso de ser necesario.

En el caso de que producto de una falla, y la longevidad de los equipos de Network, esté resulte dañado, quemado o puesto fuera de servicio por alguna razón de mal funcionamiento, no se puede reemplazar con cualquier relé que se encuentre en el mercado, en la parte de recomendaciones se mencionara cual es la mejor opción para sustituir a los actuales relés.

En el caso de fallas en el alimentador de 30 kV de las subestaciones de CORPOELEC región Capital, la falla se verá alimentada por el lado de 4,8 kV según sea el tipo de falla, como era de esperarse para fallas trifásicas y bifásicas, habrá contribución por el lado de baja tensión debido a que no circulan corrientes de secuencia cero, mientras que para las fallas monofásicas y bifásicas a tierra no habrá contribución debido al comportamiento del transformador delta-delta en la red de secuencia cero que si aparece en estos casos de fallas.

Para el caso de pérdida del alimentador también se observó la circulación de corriente por el lado de baja tensión del transformador debido a que este queda energizado en inverso (como transformador elevador) y a través de sus devanados circulara una corriente de magnetización, la cual debe ser detectada por el relé de Network y mandar disparo de forma temporizada, al igual que en el caso de recirculación de corriente por una falla de regulación de los transformadores

La protección contra fallas a tierra en los sistemas de neutro aislado debe ser extremadamente sensible, como es el caso de los relés instalados actualmente, que a pesar de ser electromecánicos y con su vida útil al límite, siguen funcionando con mucha confiabilidad y selectividad, debido al riguroso plan de mantenimiento que se le ha mantenido con el pasar de los años, la sensibilidad de este relé está en el orden de 1 mA, al igual que en el caso de los Network insuperable por cualquiera de los relés que se encuentran actualmente en el mercado.

RECOMENDACIONES

Después de toda la investigación y pruebas realizadas tanto a los esquemas como a los equipos de las subestaciones de distribución de 30/4,8 kV delta-delta de Corpoelec Región Capital, se puede recomendar lo siguiente:

1.- En caso de que no se vaya a sustituir de manera inmediata todos los esquemas Network por las propuestas de este trabajo especial de grado, se recomienda que en caso de daño a algún equipo, se sustituya el esquema network por un relè de potencia inversa, un sobrecorriente y un temporizador, que se encuentran en los almacenes de la empresa.

3.- Evaluar a profundidad la factibilidad de cambiar la sensibilidad de los relés por una mayor, debido a que los resultados arrojados en las pruebas de este trabajo indican que actualmente no es factible.

4.- Realizar una investigación sobre la electrónica que se encuentra actualmente en los relés de tierra que se encuentran instalados en las subestaciones de la empresa y evaluar la posibilidad de sustituir la electrónica analógica que se encuentra en ellos, por una electrónica mas avanzada

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[1] (Enríquez Harper, Gilberto. Manual del Técnico en Subestaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. México D.F.: Editorial Limusa 2010)

[2] (IEEE, C37.2008)

[3] (IEEE, 100.2000)

[4] (Instituto de Ingeniería Eléctrica, Curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad de la Republica. Uruguay 2007.)

[5] (José Aponte, Luisa Monsalve, Patricia Silveira, Estudio de Sistemas de Protecciones en Sistemas de Distribución. Caracas: Electricidad de Caracas 1995)

[6] (C.A. La Electricidad de Caracas, Vicente López, José. Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado)

[7] (Silva, Américo. Subestaciones 4,8kV y 12.47 kV, Evaluación de la Protección Spot Network. Caracas: CORPOELEC 2011)

[8] (Schweitzer Engineering Laboratories Inc.)

BIBLIOGRAFIA

Anderson, P. M. Power System Protection. McGraw-Hill e IEEE Pres, New York, 1999.

Aponte, José; Monsalve, Luisa; Silveira, Patricia. Estudio de Sistemas de Protecciones en Sistemas de Distribución. Caracas: Electricidad de Caracas.

Arroyo Arana, Carlos. Protección De Fallas a Tierra en Sistemas de Distribución. Lima. Universidad Nacional de Ingeniería. 1998.

Bailey, Carlos. Estudio del Sistema de Protección en las Subestaciones de 30/4,8 kV de la Electricidad de Caracas C.A. Filial de Corpoelec / Bailey Carlos (Tesis).— Ciudad Bolívar: Instituto Universitario de Tecnología del Estado Bolívar, 2010.

C.A. La Electricidad de Caracas. Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado. Caracas. Sin Año

Eaton Cutler-Hammer. Commercial Spot Network. Application Note 2008.

Enríquez Harper, Gilberto. Manual del Técnico en Subestaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. México D.F.: Editorial Limusa 2010.

Enríquez Harper, Gilberto. Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. Ediciones Limusa, México. 1994.

Glover, Duncan; Mulukutla Sarma. Sistemas de Potencia Análisis y Diseño. México. International Thomson Editores, S.A. 2004.

Grainger, John; Stevenson, William. Análisis de Sistemas de Potencia. Mexico. McGraw-Hill 1996.

Guevara V., Cristian. Cálculo y Selección de Protecciones en Media y Baja Tensión. Productores Editores Integral Comunicaciones Ltda. Chile. 1998.

Instituto de Ingeniería Eléctrica. Curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad de la Republica. Uruguay 2007.

López, Leonardo. Subestaciones, Equipos y Protecciones de Sistemas de Potencia. Caracas: EPC POWER C.A. 1995.

Martín, Raúl; Orozco Enrique. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México. McGraw-Hill. 1992.

McGraw-Edison Co. Power Systems Division "Distribution System Protection Manual", Bulletin N° 71022.

Mujal, Ramón. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Barcelona. Ediciones de la Universidad Politécnica de Cataluña. 2002.

Norma IEEE 100.2000

Norma IEEE C37.2008

Sánchez M., Gustavo. Protecciones de Sistemas Eléctricos. Apunte Universidad Técnica del Estado, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Chile. 1976.

Schweitzer Engineering Laboratories INC. www.selinc.com

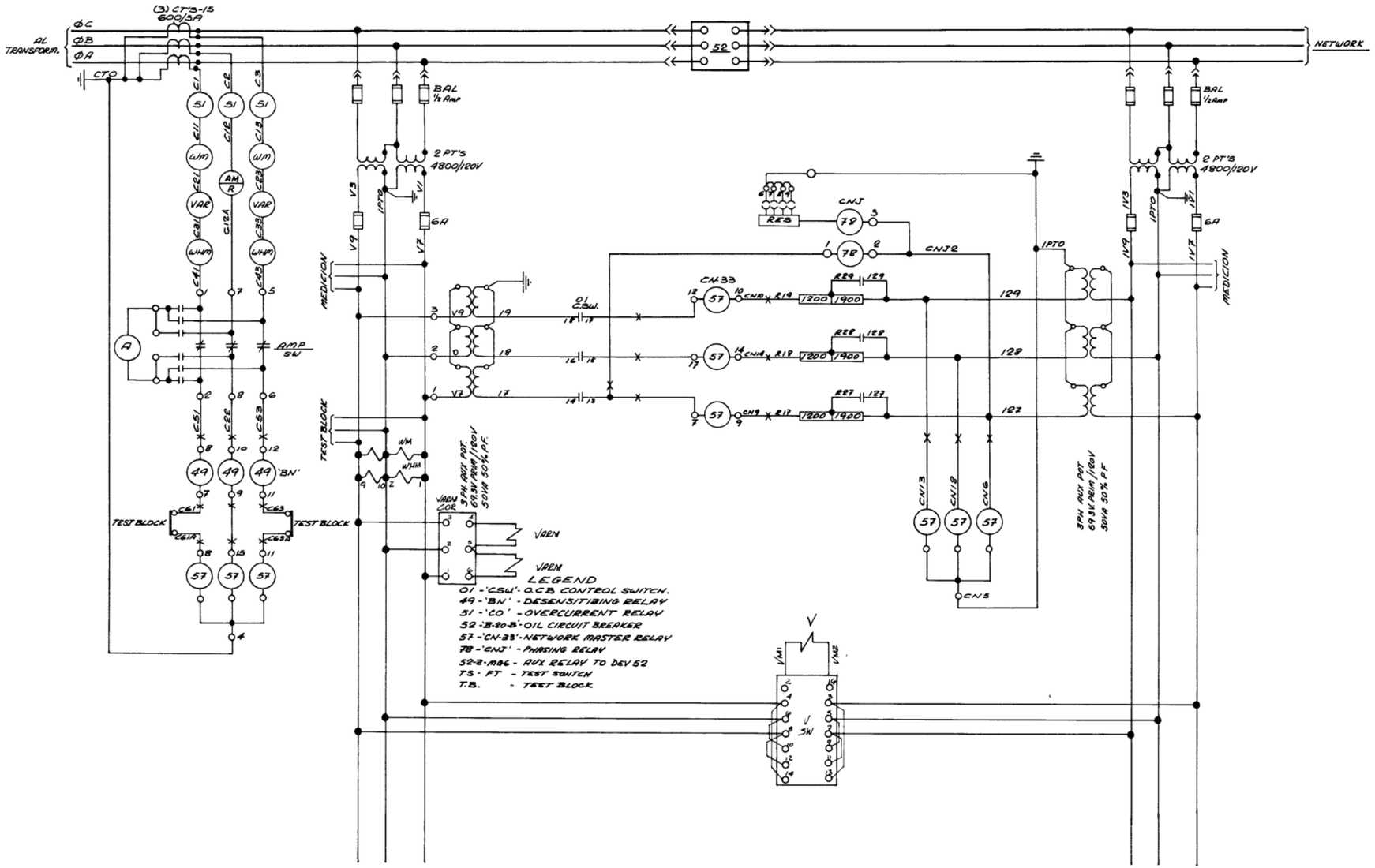
Silva, Américo. Subestaciones 4,8kV y 12.47 kV, Evaluación de la Protección Spot Network. Caracas: CORPOELEC 2011.

Tamasco, Renzo. Protecciones Eléctricas. Colombia 2007

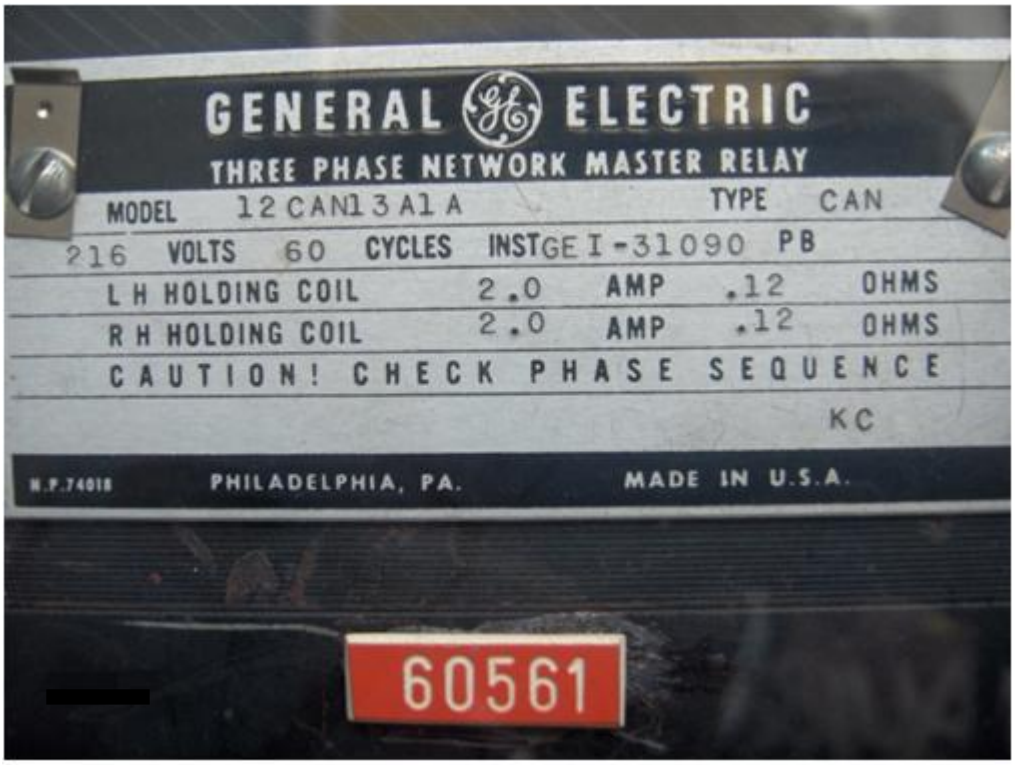
Vicente López, José. Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas de Neutro Aislado. Caracas. Electricidad de Caracas 1994

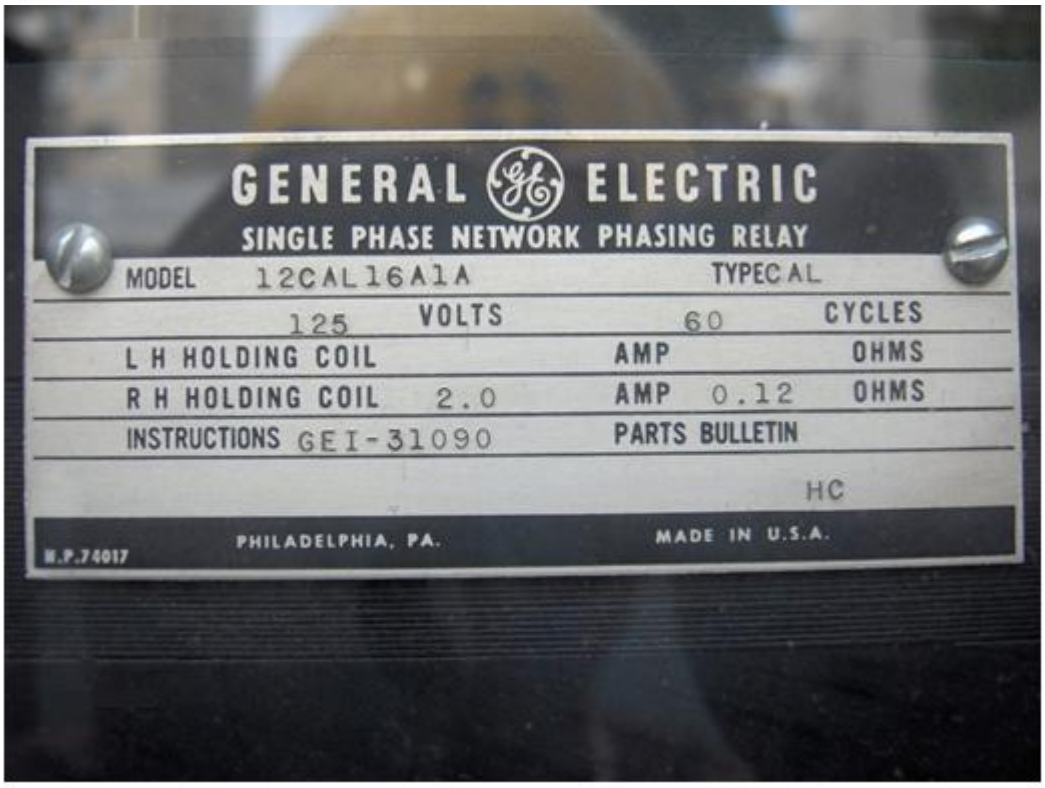
ANEXOS

ANEXO I


(3) CT'S-15
600/5A
AL TRANSFORM.
ΦC
ΦB
ΦA
CTO
NETWORK
52
BAL
½ AMP
2 PT'S
4800/120V
6A
MEDICION
TEST BLOCK
AMP SW
'BN'
CNJ
CNJ2
CN33
CN13
CN18
CN6
CN5
1PTO
3 PH. AUX POT.
69.3V REM/120V
50VA 50% P.F.
VAREN COR.
VAREN
LEGEND
01 - 'CSW' - O.C.B. CONTROL SWITCH.
49 - 'BN' - DESENSITIZING RELAY
51 - 'CO' - OVERCURRENT RELAY
52 - 'B-20-B' - OIL CIRCUIT BREAKER
57 - 'CN-33' - NETWORK MASTER RELAY
78 - 'CNJ' - PHASING RELAY
52-2-MAG - AUX RELAY TO DEV 52
TS - FT - TEST SWITCH
T.B. - TEST BLOCK
V SW

ANEXO II

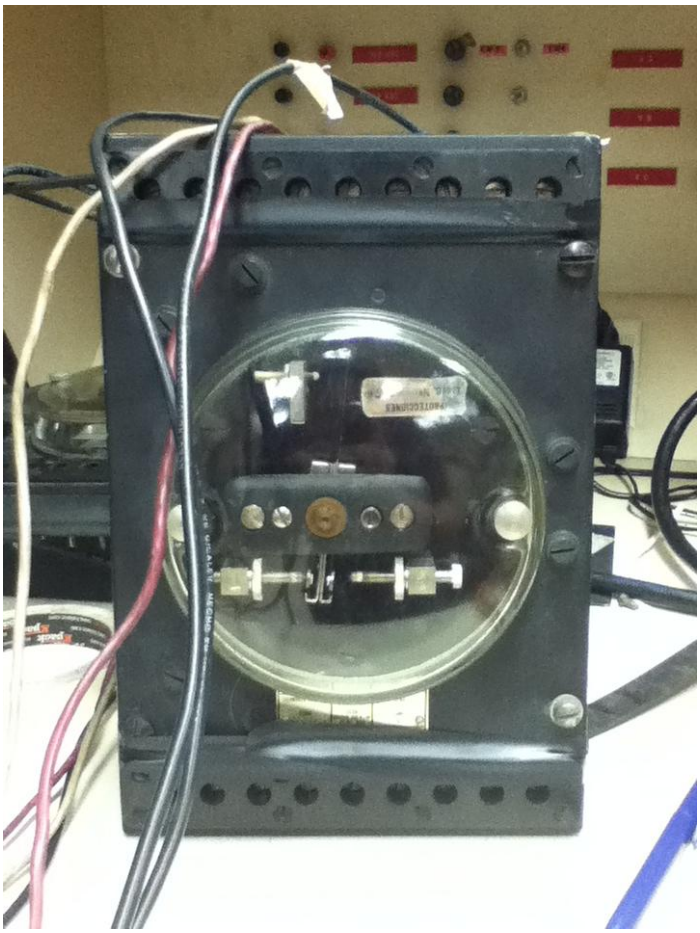

GENERAL ELECTRIC
THREE PHASE NETWORK MASTER RELAY
MODEL 12CAN13A1A TYPE CAN
216 VOLTS 60 CYCLES INSTGEI-31090 PB
L H HOLDING COIL 2.0 AMP .12 OHMS
R H HOLDING COIL 2.0 AMP .12 OHMS
CAUTION! CHECK PHASE SEQUENCE
KC
PHILADELPHIA, PA.
MADE IN U.S.A.
60561

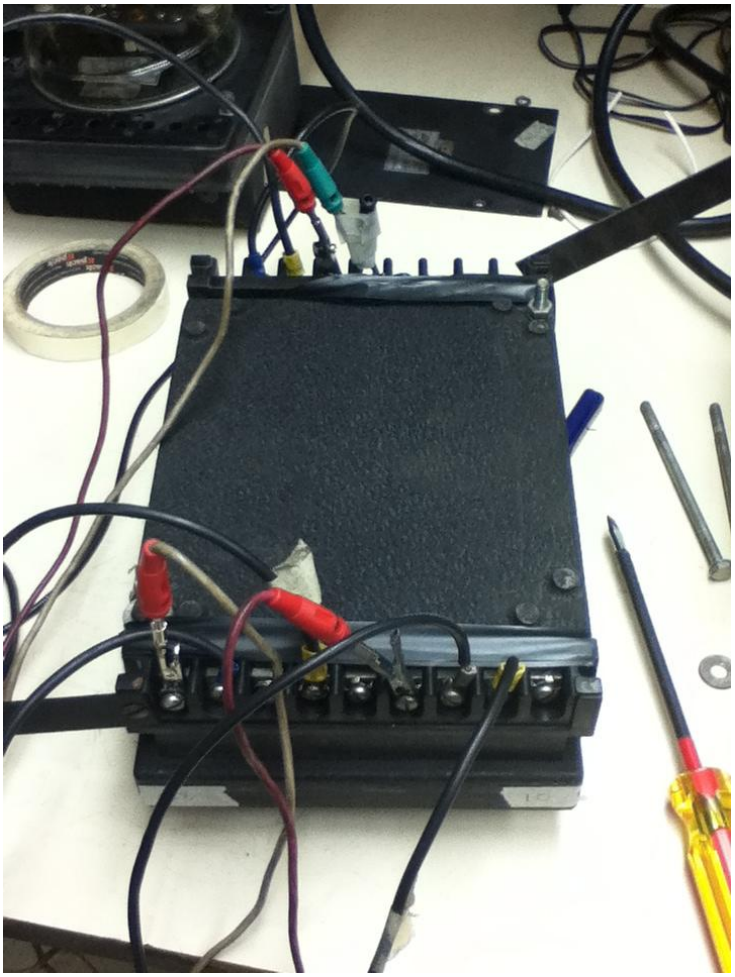

GENERAL ELECTRIC
SINGLE PHASE NETWORK PHASING RELAY
MODEL 12CAL16A1A TYPECAL
125 VOLTS 60 CYCLES
L H HOLDING COIL AMP OHMS
R H HOLDING COIL 2.0 AMP 0.12 OHMS
INSTRUCTIONS GEI-31090 PARTS BULLETIN
HC
PHILADELPHIA, PA.
MADE IN U.S.A.

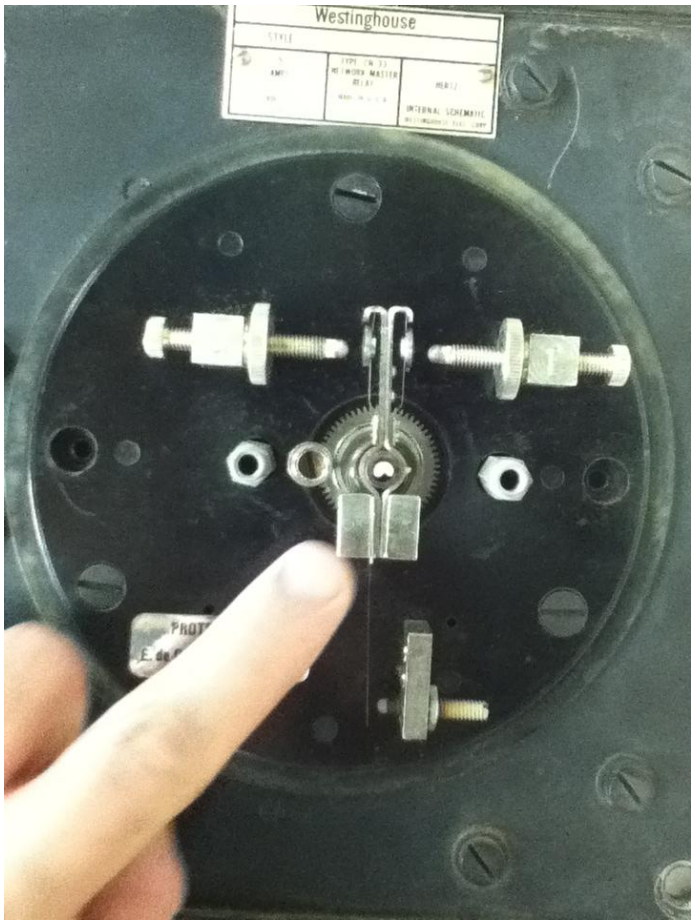
GENERAL ELECTRIC
RELAY
MODEL 12HFA54E63F
TYPE HFA
24 VOLTS
AMP
DC CY
RESETCOIL-24 V DC CY
INST
GEI-68720
PARTS BULLETIN
PHILADELPHIA, PA.
MADE IN U.S.A.

GENERAL ELECTRIC
GENERAL ELECTRIC
RELAY
TIME SETTING IN MINUTES
POINTER POSITION

ANEXO III





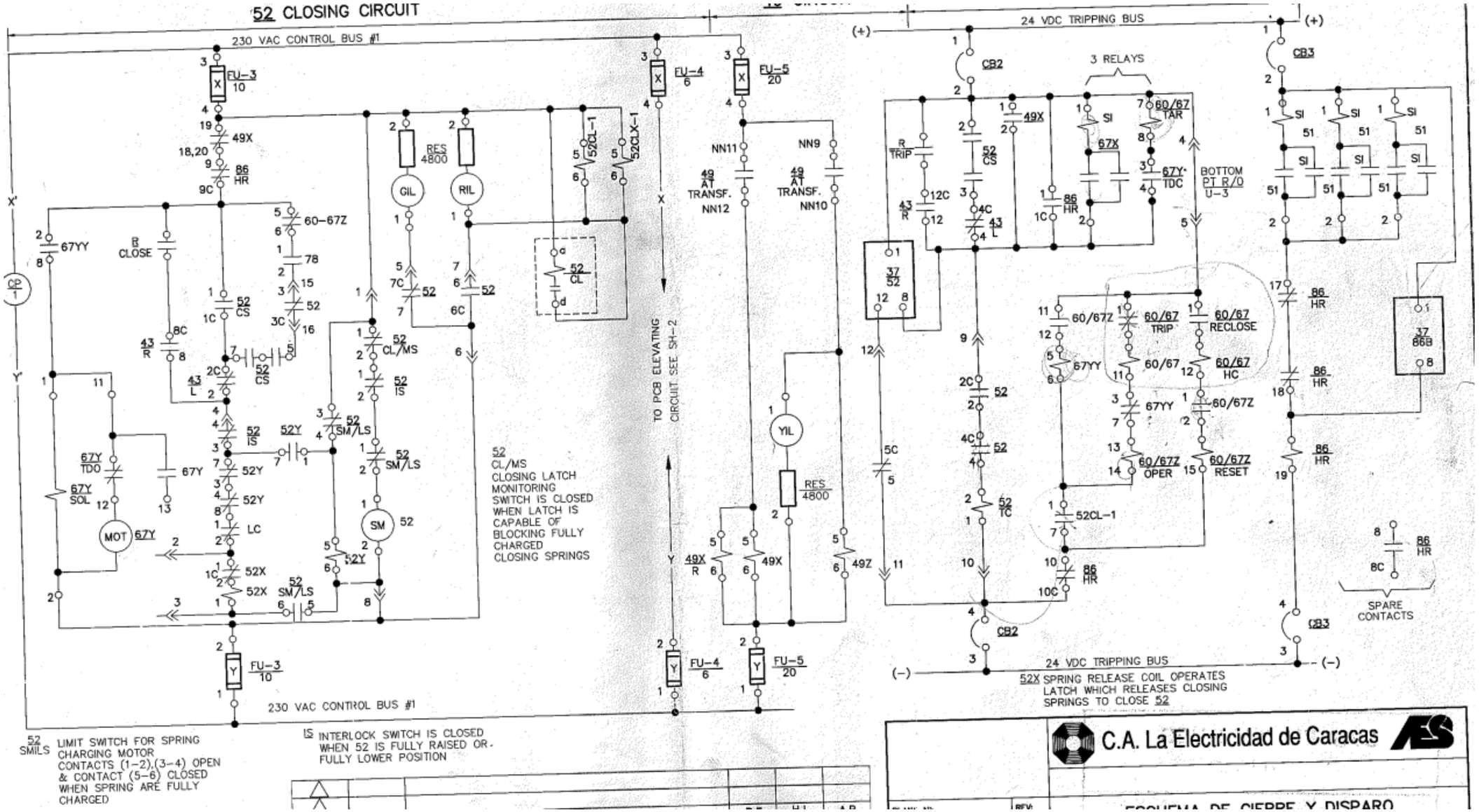

Westinghouse
INTERNAL SCHEMATIC

ANEXO IV

C
NETWORK PHASING RELAY
TYPE
SER
DATE
MITSUBISHI ELECTRIC CORP. JAPAN
1 2 3 4 5 6 7 8 9

LECTURA
POTENCIALES TIERRA

ANEXO V


52 CLOSING CIRCUIT
230 VAC CONTROL BUS #1
24 VDC TRIPPING BUS
3 RELAYS
52 CL/MS CLOSING LATCH MONITORING SWITCH IS CLOSED WHEN LATCH IS CAPABLE OF BLOCKING FULLY CHARGED CLOSING SPRINGS
TO PCB ELEVATING CIRCUIT SEE SH-2
52 SMILS LIMIT SWITCH FOR SPRING CHARGING MOTOR CONTACTS (1-2),(3-4) OPEN & CONTACT (5-6) CLOSED WHEN SPRING ARE FULLY CHARGED
IS INTERLOCK SWITCH IS CLOSED WHEN 52 IS FULLY RAISED OR FULLY LOWER POSITION
52X SPRING RELEASE COIL OPERATES LATCH WHICH RELEASES CLOSING SPRINGS TO CLOSE 52
SPARE CONTACTS
C.A. La Electricidad de Caracas

ANEXO VI

RE 2100
V
CC
SEB
compagnie des compteurs / france
RSZH 110-1
n°
V
50
Hz
67441
Ifunc.
mA
X cierre
Ω
V.aux
V
C
Hz
6
5
4
3
2
1
trasformadores
de corriente
en paralelo
con
sin
mantenimiento

SEB
compagnie des compteurs / france
RSZH 110-1
n° 491967
/120 V 50 /60 Hz
I func. 1.2 mA
X cierre 1200 Ω
V.aux 20/27 V C C Hz
6
5

ANEXO VII

Datos de la Subestación El Marqués

de unidades: 3

KVAT: 28.8

KVBT: 4,8

Conexión TRF´S: DD

Uniones de Barra

Entre 1 y 2: Solida

Entre 2 y 3: N.A

Datos de las Unidades Analizadas

TRF 1:

FA (MVA): 5

FOA (MVA): 7

X%: 8,08 @ 5MVA

TRF 2:

FA (MVA): 5

FOA (MVA): 7

X%: 7,96 @MVA

TRF 3:

FA (MVA): 5

FOA (MVA): 7

X%: 7,56 @ 5MVA

Coordinación de Sobrecorriente

Subestación: Marqués 4,8 kV

KV PREFALLA: 30 KV BASE A.T: 30

SCC FFF (MVA): 812,5 KV BASE: 5

No se considera tramo de línea en AT

COORDINACIÓN DEFINITIVA DE FASE

Corriente de falla FFF en AMPS (TRF´S 1-2): 13393

Corriente de falla FFF en AMPS (TRF 3): 7614

Relés Circuitos (50/51)

CTO PATRON 1: A1-A2-A4-A5

CTO PATRON 2: A3

CTO PATRON 3: A6

CTO PATRON 4: A7-A8-A9-A10

Datos de la Subestación Boleíta

de unidades: 3

KVAT: 28,8

KVBT: 4,8

Conexión TRF´S: DD

Uniones de Barra

Entre 1y 2: Solida

Entre 2 y 3: Solida

Datos de las unidades analizadas

TRF 1:

FA (MVA): 3

FOA (MVA): 4,3

X%: 7,98 @3MVa

TRF 2:

FA (MVA): 3

FOA (MVA): 4,3

X%: 7,86 @ 3MVA

TRF 3:

FA (MVA): 3

FOA (MVA): 4,3

X%: 7,56 @3MVA

Coordinación de Sobrecorriente

KV PREFALLA: 30 KV BASE A.T:30

SCC FFF (MVA): 1100 KV BASE B.T: 5

No se considera tramo de línea en AT

ANEXO VIII

Marles

MEMORANDUM INTERNO
FORM. No.361 (Rev. 1-71)

PARA:	Ing. George Kew	**EN:**	Sección Operación y Ajustes	**FECHA:**	21/10/1999
DE:	Ing. Luisa Monsalve	**EN:**	Sección Proyectos de Protección	**REF.:**	SZ/658

ASUNTO: REVISION AJUSTES S/E MARQUES 30/4.8 kV.

Con motivo del cambio de la puesta en servicio de la unión de barras 2-3 en la S/E mencionada en el asunto recomiendan los siguientes ajustes.

CIRCUITOS (50/51)				
CIRCUITO A1, A2, A4, A5				
CT´S: 400/5 FASE:	TAP 8.0	TL 2.0	INST.: 30	IAC53
CIRCUITO A3				
CT´S: 600/5 FASE:	TAP 6.0	TL 2.0	INST.: 30	IAC53
CIRCUITOS A6				
CT´S: 600/5 FASE:	TAP 5.0	TL 2.0	INST.: 30	IAC53
CIRCUITO A7, A8, A9 Y A10				
CT´S: 400/5 FASE:	TAP 8.0	TL 2.0	INST.: 30	CO9-M
PRINCIPALES (51)				
PRINCIPALES #1 Y #2				
CT´S: 1200/5 FASE:	TAP 6.0	TL 2.5*		IAC53
PRINCIPAL #3				
CT´S: 1200/5 FASE:	TAP 6.0	TL 3.0*		CO9-M

Atentamente,

Luisa M M S

Ing. Luisa M. Monsalve

NOTAS: - (*) Indica cambios

c.c.: Ing. Juan Fajardo
Ing. Carlos Campos
Ing. Ernesto Pullas

ANEXO IX

MEMORANDUM INTERNO
FORM. No.361 (Rev. 1-71)

PARA:	Ing. George Kew	**EN:**	Sección Operación y Ajustes	**FECHA:**	22/10/1999
DE:	Ing. Luisa Monsalve	**EN:**	Sección Proyectos de Protección	**REF.:**	SZ/660

ASUNTO: REVISION AJUSTES S/E BOLEITA 30/4.8 kV.

Por modificación del nivel de corto circuito en S/E Convento 30 kV, se recomiendan los siguientes ajustes.

CIRCUITOS (50/51)
CIRCUITO A1, A2 Y A3
CT´S: 300/5 FASE: TAP 10.0 TL 2.5 INST.: 40 IAC53

CIRCUITO A4, A5 Y A6
CT´S: 400/5 FASE: TAP 8.0 TL 2.0 INST.: 30 IAC53

PRINCIPALES (51)

PRINCIPALES #1 Y #2
CT´S: 600/5 FASE: TAP 6.0 TL 3.5 IAC53

PRINCIPAL #3
CT´S: 600/5 FASE: TAP 6.0 TL 4.0 CO9-W

Atentamente,

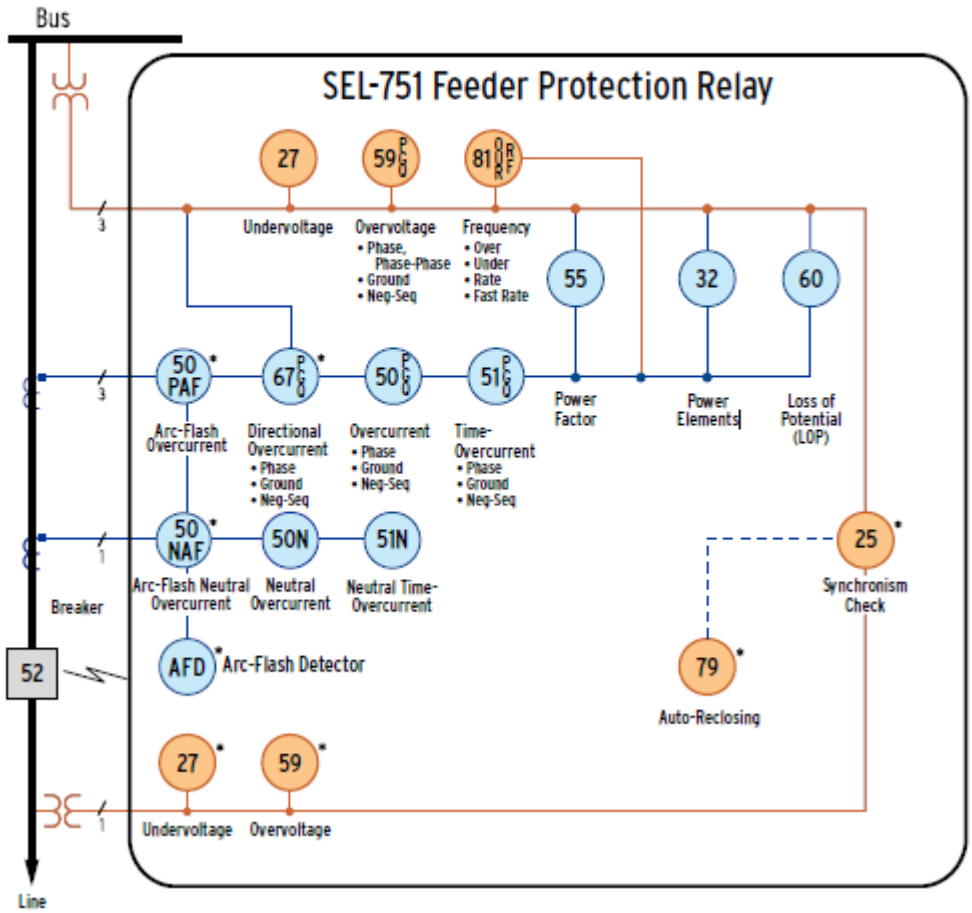
Ing. Luisa M. Monsalve

c.: Ing. Juan Fajardo
Ing. Carlos Campos

NETWORK
GE 12IAC66H
ppal 1 Tap 4 TL 0,25

ANEXO X

Overview



Specifications

General

AC Current Input

Phase and Neutral Currents

I_{NOM} = 1 A or 5 A secondary, depending on model.

INOM = 5 A

Rated Range (X/R = 40):	0.10–100.00 A
Continuous Rating:	15 A
1 Second Thermal:	500 A
Rated Frequency:	50/60 ± 5 Hz
Burden (per phase):	<0.1 VA

INOM = 1 A

Rated Range (X/R = 40):	0.02–20.00 A
Continuous Rating:	15 A
1 Second Thermal:	100 A
Rated Frequency:	50/60 ± 5 Hz
Burden (per phase):	< 0.01 VA
Measurement Category:	II

AC Voltage Inputs

Rated Operating Voltage (U_o):	100–250 Vac
Rated Continuous Voltage:	300 Vac
10 Second Thermal:	600 Vac
Rated Frequency:	50/60 ± 5 Hz
Burden:	< 0.1 VA
Input Impedance:	4 Mohm differential 7 Mohm common mode

Power Supply

125/250 Vdc or 120/240 Vac

Rated Supply Voltage:	110–240 Vac, 50/60 Hz 110–250 Vdc
Input Voltage Range:	85–264 Vac 85–275 Vdc
Power Consumption:	<40 VA (ac) <20 W (dc)
Interruptions:	50 ms @ 125 Vac/Vdc 100 ms @ 250 Vac/Vdc

24/48 Vdc

Rated Supply Voltage:	24–48 Vdc
Input Voltage Range:	19.2–60.0 Vdc
Power Consumption:	<20 W (dc)
Interruptions:	10 ms @ 24 Vdc 50 ms @ 48 Vdc

Output Contacts

General

OUT103 is Form C Trip output, all other outputs are Form A, except for the SELECT 4 DI / 3 DO card, which supports one Form-B and two Form-C outputs and SELECT 8DO card, which supports Form-A and Form-B outputs.

Mechanical Durability:	10,000 no load operations
Pickup/Dropout Time:	≤8 ms (coil energization to contact closure)

DC Output Ratings

Rated Operational Voltage:	250 Vdc
Rated Voltage Range:	19.2–275 Vdc
Rated Insulation Voltage:	300 Vdc
Make:	30 A @ 250 Vdc per IEEE C37.90
Continuous Carry:	6 A @ 70°C 4 A @ 85°C
Thermal:	50 A for 1 s
Contact Protection:	360 Vdc, 40 J MOV protection across open contacts

Breaking Capacity (10,000 operations) per IEC 60255-0-20:1974:

24 Vdc	.75 A	L/R = 40 ms
48 Vdc	0.50 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A	L/R = 40 ms

Cyclic (2.5 cycles/second) per IEC 60255-0-20:1974:

24 Vdc	0.75 A	L/R = 40 ms
48 Vdc	0.50 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A	L/R = 40 ms

AC Output Ratings

Maximum Operational Voltage (U_o) Rating:	240 Vac
Insulation Voltage (U_i) Rating (excluding EN 61010-1):	300 Vac
Utilization Category:	AC-15 (control of electromagnetic loads > 72 VA)
Contact Rating Designation:	B300 (B = 5 A, 300 = rated insulation voltage)
Voltage Protection Across Open Contacts:	270 Vac, 40 J
Rated Operational Current (I_e):	3 A @ 120 Vac 1.5 A @ 240 Vac
Conventional Enclosed Thermal Current (I_{the}) Rating:	5 A
Rated Frequency:	50/60 ± 5 Hz
Electrical Durability Make VA Rating:	3600 VA, cos ϕ = 0.3
Electrical Durability Break VA Rating:	360 VA, cos ϕ = 0.3

UL/CSA Digital Output Contact Temperature Derating for Operating at Elevated Temperatures

Digital Output Cards Installed	Operating Ambient	Maximum Value of Current (I_{the})	Duty Factor
1–3	less than or equal to 60°C	5.0 A	Continuous
1–3	between 60°C and 70°C	2.5 A	Continuous

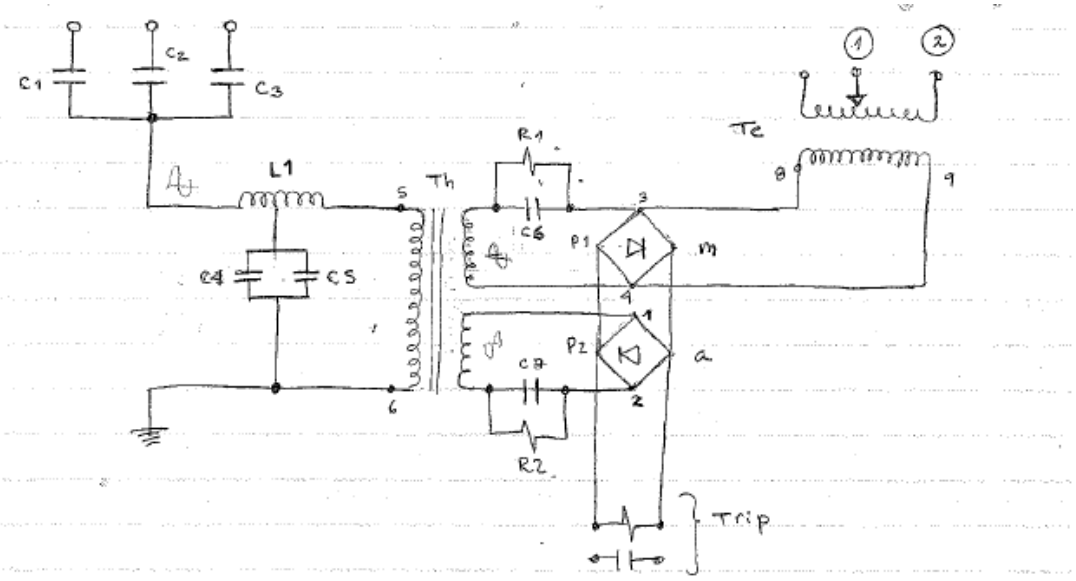
Fast Hybrid (High-Speed, High-Current Interrupting)

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	50 A
MOV Protection (maximum voltage):	250 Vac/330 Vdc
Pickup Time:	< 50 µs, resistive load
Dropout Time:	< 8 ms, resistive load

ANEXO XI

Código ANSI/IEEE	Función	Rangos de ajuste	Incremento	Exactitud
	Direccionalidad			
67 67 N	Dirección	Adelante / Atrás / Bidireccional		
	Polarización para faltas de neutro	Tensión de secuencia cero Tensión de secuencia negativa		
	Polarización para faltas entre fases	Tensión de falta Tensión de secuencia positiva Tensión de secuencia negativa Tensión en cuadratura		
	Polarización para faltas a tierra	Tensión de secuencia cero Tensión de secuencia negativa Tensión en cuadratura		
	Ángulo sensibilidad máxima faltas a tierra	0 a 90°	0,01°	±0,3°
	Ángulo sensibilidad máxima faltas entre fases	0 a 90°	0,01°	±0,3°
	Compensación serie capacitiva	NO/SI		
	Tensión mínima de polarización	2 a 10	0,1	

ANEXO XII



C1, C2, C3 = 0,1 µf / ± 2% / 630 V

C4 = 0,1 µf / ± 5% / 630 V

C5 = 0,22 µf / ± 5% / 630 V

C6, C7 = 0,22 µf / ± 5% / 250 V

P1 ; P2 = 110 A4 / 7738 (P. rectif.)

R1, R2 = 22K / 2%

Conf. fus.

7 cables Te	
Th 8 cables	L1 6 cables